

**DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA UNIVERSIDAD DE LA  
COSTA APLICANDO LAS REGLAMENTACIONES VIGENTES.**

**Rafael Daza Guzmán**

**Jose Gómez Cera**

**Yair Peña Acosta**

**TESIS DE GRADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL TITULO DE  
INGENIERO ELECTRICISTA.**

**ASESOR:**

**Ing. Jorge Silva Ortega.**

**UNIVERSIDAD DE LA COSTA**

**Facultad de Ingeniería**

**Programa de Ingeniería Eléctrica**

**Barranquilla – 2012**



## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

**Presidente del Jurado**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

---

**Jurado**



## RESUMEN

Los sistemas de puesta a tierra hacen parte esencial dentro de las instalaciones eléctricas ya que proveen a ésta de la seguridad adecuada para las personas, equipos y la propia instalación en general cuando ocurran fallas o descargas eléctricas.

La presente Tesis de grado parte de la necesidad que tiene la Universidad de la Costa, que no cuenta con un sistema de puesta a tierra común o unificado que garantice la seguridad de las personas y equipos al presentarse una falla en el sistema eléctrico, se propone un diseño óptimo partiendo de las referencias, normas y estándares actuales que garanticen la correcta metodología para llevarlo a cabo.

Con el fin de lograr un diseño que cumpla con las expectativas, fue necesario remitirnos a las normas y estándares como el reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE) y el estándar IEEE 80-2000 que promueven buenas prácticas, y sirven como guías para lograr el diseño de puesta a tierra de una forma eficiente.

Dentro de este documento se enmarca como parte primordial, la identificación de las propiedades del suelo específicamente la resistividad aparente, tensiones de paso, contacto, malla y transferidas en el área y zona a cubrir por la malla.

Los ítems mencionados anteriormente junto con una serie de elementos hacen parte de la memoria de cálculo del diseño, se detallan dejando al lector una guía que sirva como referencia. Por último se plasman una serie de recomendaciones que faciliten la normal ejecución o construcción futura de un sistema de puesta a tierra en las locaciones de la Universidad de la Costa.



## ABSTRACT

Grounding systems made an essential part within the electrical installations since they provide it adequate security for people, equipment and the installation itself in general when occur malfunction or electric shock.

In the present thesis starting with the need of the University de la Costa currently does not have a system of unified or common ground to ensure safety at the time of failure, that intends to design on the basis of references, norms and standards that ensure the correct methodology to carry out.

In order to achieve a design that meets the expectations it was necessary to refer to the rules and standards such as the technical regulations for electrical installations (RETIE) and standard IEEE 80.2000 that promote best practices and serve as guides for the design of grounding in an efficient manner.

Within this document is framed as primary part, the identification of the properties of the soil specifically the apparent resistivity, voltage step, contact, mesh and transferred in the area and area to be covered by the mesh.

Items mentioned above along with a number of elements are part of the memory of the design calculation, outlined leaving the reader a guide that serves as a reference. Finally give a glimpse into a series of recommendations that would facilitate the normal execution or future construction of a system of grounding in the locations of the University of Costa.



## DEDICATORIAS

Al dador de la vida por su amor y misericordia por cumplir el anhelo de nuestros corazones.

A nuestras familias por la fortaleza y apoyo en cada etapa del proyecto.

Por la comprensión de mis pequeños, Jireth Sofía Daza Ortiz y Daniel Daza Ortiz.

A mi esposa por su paciencia, a mi madre por su incomparable amor y oraciones.



## **AGRADECIMIENTOS**

Al Dios Soberano por su fidelidad de bendecirnos y darnos el privilegio de estudiar.

A nuestro respetable Asesor y Guiador de tesis el Ingeniero Jorge Silva Ortega por su valioso conocimiento e inigualable erudición del tema.

A nuestra directora académica la Ingeniera Milen Balbis Morejon por colaborarnos incondicionalmente durante el desarrollo de nuestra carrera.

Al personal logístico y de mantenimiento de la universidad de la costa que estuvieron prestos a colaborarnos en todo momento.

A todas las personas que contribuyeron positivamente para alcanzar nuestros objetivos propuestos.



## TABLA DE CONTENIDO

GLOSARIO.....	13
INTRODUCCIÓN.....	17
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
1 OBJETIVOS.....	19
1.1 OBJETIVO GENERAL:.....	19
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:.....	19
2 JUSTIFICACIÓN.....	20
3 MARCO TEORICO.....	21
3.1 ANTECEDENTES.....	21
3.2 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	21
3.2.1 Objetivos de los sistemas de puesta a tierra.....	22
3.2.2 Funciones de los sistemas de puesta a tierra.....	22
3.2.3 Donde se requieren los sistemas de puesta a tierra.....	23
3.2.4 Donde no se requieren los sistemas de puesta a tierra.....	23
3.2.5 Tipos de sistemas de puesta a tierra.....	24
3.3 SEGURIDAD EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS.....	24
3.3.1 Condiciones de riesgo en las instalaciones eléctricas.....	24
3.3.2 Efecto de circulación de la corriente eléctrica en las personas.....	25
3.3.3 Importancia de despejar una falla.....	27
3.3.4 Efectos patológicos de la corriente.....	27
3.3.5 Umbrales de soportabilidad.....	28
3.3.6 Tensiones de seguridad.....	29
3.3.7 Criterios de las tensiones de paso y de toque.....	31
3.3.8 Equipotencialidad.....	38
3.4 RESISTENCIA A TIERRA.....	40
3.4.1 Valores recomendados para la resistencia a tierra.....	40
3.4.2 Resistividad del suelo.....	40
3.4.3 Elementos que influyen en la resistividad del terreno.....	42



3.5	MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	47
3.5.1	Electrodos de puesta a tierra. ....	48
3.5.2	Conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra.....	49
3.5.3	Barrajes equipotenciales.....	51
3.6	MEDICIONES DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....	52
3.6.1	Medición de la resistividad aparente del terreno.....	52
3.6.2	Método de Wenner. ....	53
3.6.3	Medición de las tensiones de paso y contacto.....	55
5.	DELIMITACIÓN.....	58
5.1	DELIMITACION ESPACIAL.....	58
5.2	DELIMITACION TEMPORAL.....	58
5.3	ALCANCES.....	58
5.4	LIMITACIONES.....	58
6	DISEÑO METODOLOGICO .....	59
7	DESARROLLO DEL PROYECTO.....	62
7.1	PRELIMINAR MEDIDA DE RESISTIVIDAD Y TIPO DE SUELO. ....	62
7.1.1	Valores de la resistividad obtenida.....	62
7.2	CONSIDERACIONES DEL DISEÑO DE PUESTA A TIERRA .....	65
7.2.1	Descripción de la memoria de cálculo.....	65
7.2.2	Requisito del diseño .....	65
7.2.3	Área y diámetro del conductor .....	66
7.2.4	Tensiones de paso y contacto.....	68
7.2.5	Diseño preliminar.....	69
7.2.6	GPR .....	73
7.2.7	Tensión de retícula .....	73
7.2.8	Tensión de paso, Es .....	77
8	RECOMENDACIONES.....	79
8.1	ETAPA DE MEDICIONES .....	79
8.2	ETAPA DE DISEÑO .....	80
8.3	CONTROL DE CALIDAD EN LA EJECUCIÓN.....	82
9	CONCLUSIONES.....	85





BIBLIOGRAFÍA.....	87
ANEXO NO. 1.....	90
ANEXO NO. 2.....	91
ANEXO NO. 3.....	93
ANEXO NO. 4.....	94
ANEXO NO. 5.....	95
ANEXO NO. 6.....	97
ANEXO NO. 7.....	98
ANEXO NO. 8.....	108



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Umbrales de soportabilidad.....	28
Figura 2 Zona de umbrales de soportabilidad.....	29
Figura 3 Tensión de paso sin protección.....	
Figura 4 Tensión de paso con SPT.....	29
Figura 5 Tensión de contacto sin protección.....	
Figura 6 Tensión de contacto con SPT .....	30
Figura7 Tensiones en malla de puesta a tierra durante una falla .....	30
Figura 8 Exposición a la tensión de toque .....	33
Figura 9 Circuito de impedancia para la tensión de toque .....	34
Figura 10 Circuito de tensión de toque .....	35
Figura 11 Exposición a la tensión de paso .....	37
Figura 12 Circuito de la tensión de paso.....	37
Figura 13 Conexión equipotencia.....	39
Figura 14 Resistividad de un cubo de terreno .....	41
Figura 15 Variación resistividad terreno función de temperatura .....	44
Figura 16 Variación de la resistividad en función de la estratigrafía del terreno .....	45
Figura 17 Influencia de la estratigrafía del terreno .....	46
Figura 18 Disposición de electrodos profundos .....	48
Figura 19 Barraje equipotencial y zonas de conexión .....	51
Figura 20 Barraje equipotencial bandejas porta cables.....	51
Figura 21 Disposición de electrodos .....	53
Figura 22 Formato de recolección de datos de campo.....	55
Figura23 Montajes para la medición de paso y contacto .....	56
Figura 24 Montaje de inyección de corriente.....	57
Figura 25 Zona 1, propuesta.....	
Figura 26 Zona 2, propuesta.....	62
Figura 27 Medición terreno .....	63
Figura 28 Valor resistividad medido.....	
Figura 29 Puntos de medición.....	63
Figura 30 Grafica resistividad terreno .....	64
Figura 31 Dimensión malla puesta tierra .....	70
Figura 32 Ubicación punto conexión BDI Operador red.....	71
Figura 33 Curva aproximación factor divisor de la corriente de falla Sf .....	72



## ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1 Porcentaje de personas que se protegen según la corriente de disparo .....	25
Tabla 2 Relación entre energía específica y efectos fisiológicos .....	28
Tabla 3 Valores de resistencias de puesta a tierra .....	40
Tabla 4. Resistividad según la naturaleza del terreno .....	42
Tabla 5. Valores medios de la resistividad .....	43
Tabla 6. Requisitos para electrodos de puesta a tierra. ....	49
Tabla 7. Constantes de materiales. ....	50
Tabla 8. Capacidad de corriente de barrajes. ....	52
Tabla 9. Configuración de electrodos. ....	53
Tabla 10 Mediciones del terreno .....	63
Tabla 11 Resultado mediciones del terreno .....	64
Tabla 12 Características de materiales Resultado mediciones del terreno.....	67
Tabla 13 Secciones conductores .....	68
Tabla 14 Corriente corto circuito operador de red .....	72



## ÍNDICE DE ECUACIONES.

Ecuación 1. Constante empírica relacionada al impacto eléctrico.....	26
Ecuación 2. Corriente tolerable por el cuerpo para un peso corporal de 50 KG .....	32
Ecuación 3. Corriente tolerable por el cuerpo para un peso corporal de 70 KG .....	33
Ecuación 4. Corriente de falla.....	34
Ecuación 5. Tensión de toque .....	35
Ecuación 6. Tensión de toque para un peso corporal de 50 KG.....	35
Ecuación 7. Tensión de toque para un peso corporal de 70 KG.....	35
Ecuación 8. Tensión de contacto metal-metal para un peso corporal de 50KG .....	36
Ecuación 9. Tensión de contacto metal-metal para un peso corporal de 70Kg.....	36
Ecuación 10. Tensión de paso .....	36
Ecuación 11. Tensión de paso para un peso corporal de 50Kg.....	36
Ecuación 12. Tensión de paso para un peso corporal de 70Kg.....	37
Ecuación 13. Impedancia equivalente de tensión de toque.....	37
Ecuación 14. Impedancia equivalente de tensión de paso .....	38
Ecuación 15. Resistencia a tierra.....	38
Ecuación 16. Dimensiones de $\rho$ .....	41
Ecuación 17. Dimensiones de $\rho$ Para un cubo de 1m de lado .....	41
Ecuación 18. Resistividad del terreno .....	41
Ecuación 19. Resistencia de puesta a tierra de un electrodo vertical. ....	49
Ecuación 20. Sección del conductor.....	50
Ecuación 21. Resistividad del terreno. ....	54



## GLOSARIO.

Los términos y definiciones más utilizados en esta tesis, fueron tomados de la norma ANSI - IEEE Std. 80-2000 "Guide for Safety in AC Substation Grounding", el RETIE "Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas" y la norma NTC2050, Código Eléctrico Colombiano.

**Accidente:** Suceso no deseado ni programado que interfiere la continuidad del trabajo, se presentan en desarrollo o con ocasión a la labor que se está ejecutando ocasionando un daño funcional u orgánico, incluso la muerte, una invalidez, deterioro al medio ambiente y a infraestructuras físicas

**Acometida:** Derivación de la red de distribución del servicio público domiciliario de energía eléctrica, que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el registro de corte general

**Acometida aérea:** Conductores aéreos de acometida que van desde el último poste o soporte aéreo, incluidos los conectores de derivación, si los hay, hasta los conductores de entrada de acometida de la edificación u otra estructura

**Acometida subterránea:** Conductores subterráneos de la acometida es de la red de la calle, incluidos los tramos desde un poste o cualquier otra estructura o desde los transformadores, hasta el primer punto de conexión con los conductores de entrada de la acometida en el tablero general, tablero de medidores o cualquier otro tablero con espacio adecuado, dentro o fuera del muro de una edificación. Si no existe tablero general, tablero de medidores u otro con espacio adecuado, se debe considerar que el punto de conexión es el de entrada de los conductores de acometida al edificio

**Asfixia:** Se produce cuando el paso de la corriente afecta al centro nervioso que regula la función respiratoria, ocasionando el paro respiratorio

**Armario o gabinete:** Caja diseñada para instalarse de forma empotrada, sobrepuesta o autosoportada, provista de un marco, del cual se sostienen las puertas

**Análisis de riesgo:** Técnicas para definir, evaluar y clasificar los factores de riesgo e implementar medidas para su control y mitigación

**Apantallamiento:** Conjunto de elementos instalados con el objetivo principal de proteger contra descargas atmosféricas directas y/o efectos de una perturbación electromagnética.

**Bajante:** Elemento conectado eléctricamente entre los pararrayos y la puesta a tierra respectiva, con el fin de proteger los equipos y/o instalación

**Circuito de retorno de tierra:** Circuito en el cual la tierra o un cuerpo conductor equivalente es utilizado para completar el circuito y permitir circulación de corriente desde o hacia su fuente de corriente



**Corriente de tierra:** Corriente circulando hacia o desde la tierra o su cuerpo equivalente que le sirve de tierra

**Corto circuito:** Fenómeno eléctrico ocasionado por una unión de muy baja resistencia entre dos o más puntos de diferente potencial

**Electrodo auxiliar de tierra:** Electrodo de tierra con cierto diseño o funcionamiento restringido. Su función primaria consiste en ayudar a conducir la corriente de falla a tierra

**Electrodo de tierra:** Conductor embebido en la tierra y utilizado para recolectar las corrientes de tierra o disipar corrientes hacia la tierra

**Elevación del potencial de la tierra – GPR:** Máxima tensión que la malla de tierra de una instalación puede alcanzar relativa a un punto de tierra distante que se supone está al potencial de tierra remoto

**Esterillas de tierra:** Placa metálica sólida o sistema de conductores con muy poco espaciamiento, que es conectado y puesto sobre la malla de tierra o en cualquier lugar sobre la superficie para obtener un margen extra de protección y minimizar así el peligro de exposición a altas tensiones de paso y contacto en áreas críticas o en lugares de uso frecuente por personas

**Falla:** Alteración intencional o fortuita de la capacidad de un sistema, componente o persona para cumplir una función requerida. Evento no planeado que puede ocurrir en cualquier sistema de potencia

**Fibrilación ventricular:** Consiste en el movimiento anárquico del corazón, el cual aunque este en movimiento, deja de enviar sangre a los distintos órganos y no sigue su ritmo normal de funcionamiento

**Malla de tierra:** Sistema de electrodos de tierra horizontales que consiste en un número de conductores desnudos interconectados y enterrados en la tierra, proporcionando una tierra común para dispositivos eléctricos o estructuras metálicas, usualmente en un lugar específico

**Material superficial:** Material instalado en la superficie del suelo, que por lo general tiene un valor de resistividad alto. Comúnmente se emplea material granular, asfalto o materiales artificiales. Esta capa de material afecta perceptiblemente la corriente del cuerpo para las tensiones de contacto y de paso

**Neutro:** Conductor activo conectado intencionalmente a una puesta a tierra, sólidamente o a través de una impedancia limitadora

**Potencial eléctrico:** Diferencia de potencial entre el punto y alguna superficie equipotencial, usualmente la superficie del suelo, a la cual arbitrariamente se le asigna potencial cero (tierra remota)



**Puesto a tierra o aterrizado:** Sistemas, circuitos o equipos que serán provistos con tierra con el propósito de establecer un circuito de retorno de la tierra y mantener su potencial aproximadamente igual al potencial de tierra

**Resistividad del suelo:** Representa la resistencia específica del suelo a cierta profundidad, o de un estrato del suelo; se obtiene indirectamente al procesar un grupo de medidas de campo; su magnitud se expresa en ( $\Omega \cdot m$ ) o ( $\Omega \cdot cm$ ) y es inversa a la conductividad. La resistividad eléctrica ( $\rho$ ): Es la relación entre el gradiente de potencial en un material y la densidad de corriente que resulta en el mismo. Es la resistencia específica de una sustancia. Numéricamente es la resistencia ofrecida por un cubo de 1m x 1m x 1m, medida entre dos caras opuestas

**Resistividad aparente:** Es la resistividad obtenida con una medida directa en el suelo natural, bajo el esquema geométrico especificado por el método de cuatro (4) electrodos, aplicado con circuitos independientes de corriente y potencial; en suelo estratificado es sólo un indicador de la resistividad global hasta cierta profundidad y se requieren varios valores con diferentes distancias entre los electrodos, para calcular las resistividades de cada estrato

**Resistividad eléctrica ( $\rho$ ):** Es la relación entre el gradiente de potencial en un material y la densidad de corriente que resulta en el mismo. Es la resistencia específica de una sustancia. Numéricamente es la resistencia ofrecida por un cubo de 1m x 1m x 1m, medida entre dos caras opuestas

**Resistencia mutua de electrodos:** Fenómeno resistivo que aparece entre electrodos de puesta a tierra o puntos próximos en el suelo, mediante el cual, la corriente que se dispersa a través de uno de ellos, modifica el potencial del otro. Su unidad es el ( $\Omega$ )

**Sistema de tierra:** Comprende todas las facilidades de tierra interconectadas en un área específica

**Tensión de choque:** Comprende las tensiones de contacto y paso

**Tensión de lazo o de retícula:** Máxima tensión de contacto encontrada dentro de un lazo o retícula de una malla de puesta a tierra

**Tensión de paso:** Diferencia de tensión en la superficie, experimentada por una persona con los pies separados una distancia de un metro y sin estar en contacto con ningún objeto aterrizado

**Tensión de contacto:** Diferencia de tensión entre el GPR y la tensión en la superficie en el punto en donde una persona se para, mientras al mismo tiempo tiene sus manos en contacto con una estructura puesta a tierra

**Tensión transferida:** Caso especial de tensión de contacto en donde una tensión es transferida dentro o fuera de una subestación



**Tetanización:** Movimiento incontrolado de los músculos como consecuencia del paso de la energía eléctrica. El cual dependiendo del recorrido de la corriente se pierde el control de las manos, brazos, músculos pectorales entre otros

**Tierra:** Conexión conductora, ya sea intencional o accidental, por la cual un circuito eléctrico o equipo es conectado a la tierra o a un cuerpo conductor de tamaño relativamente grande que sirve en lugar de la tierra

**Tierra remota:** Es una zona lo suficientemente alejada con respecto a la puesta tierra considerada, en la cual se puede asumir que su potencial es cero y que no cambia aun habiendo inyección de corriente en la puesta a tierra bajo estudio





## INTRODUCCIÓN.

En la actualidad la demanda de energía eléctrica ha aumentado, no tan solo al crecimiento poblacional de Colombia si no a la necesidad o dependencia que tiene los seres humanos de esta. Es necesario optimizar y mejorar cada día más el sistema eléctrico, desde la transmisión de energía hasta las instalaciones eléctricas de uso final, estas son el soporte de un servicio con calidad. En Colombia la norma es muy clara en su afán de promover prácticas de ingeniería eléctrica con calidad, fe de eso lo dan el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas y el Código Eléctrico Colombiano norma NTC2050. Del cumplimiento que se le den a estas, dependerá el éxito en cualquier proyecto eléctrico que se ejecute, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas es un instrumento técnico y legal, de obligatorio cumplimiento en todo el territorio nacional. En Colombia se llevaron a cabo proyectos o instalaciones eléctricas antes de la entrada de vigencia del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, las cuales se pueden nombrar como subestándares y es decisión del propietario normalizarlas o no. La Universidad de la Costa cuenta con una instalación eléctrica que no cumple en parte con la norma, debido a que esta fue diseñada hace muchos años y no es cobijada por la norma. Por tal motivo es necesario estandarizar gran parte de esta. Un aspecto importante que se puede notar en la Universidad de la Costa y su instalación es que no cuenta con un sistema de puesta a tierra unificado que sirva para equipotencializar las instalaciones eléctricas de cada bloque. La finalidad de este trabajo es mostrar el estado actual del sistema de puesta a tierra de la institución y realizar un adecuado diseño con los procedimientos para desarrollar un buen sistema equipotencial basado en criterios técnicos, que se pueda aplicar cada vez que se realicen ampliaciones y/o aumentos de carga, **con estos criterios se resolverán la mayoría de los problemas reduciendo los riesgos a las personas e instalaciones.** Su ejecución puede ser compleja, pero se requiere de ciencia y la correcta aplicación de la norma, debido que cada instalación es única, con diferentes tipos de suelo, esquemas a proteger y ubicación geográfica. En este documento se presentan los aspectos básicos de los sistemas de puesta a tierra los cuales se especifican en el capítulo 4.1, los criterios de seguridad a las personas e instalaciones se describen en el capítulo 4.2, la resistencia de la malla de puesta a tierra se cubren en el capítulo 4.3, la resistividad del terreno en el capítulo 4.4, los materiales del sistema de puesta a tierra se describen en el capítulo 4.5, las mediciones del sistema de puesta a tierra se relacionan en el capítulo 4.6, las delimitaciones del documento están en el capítulo 5, el diseño metodológico se puede apreciar en el capítulo 6, el desarrollo del trabajo donde muestra la disposición física y memoria de cálculo se encuentra en el capítulo 7, también en el capítulo 8, enumera cada una de las recomendaciones a tener presente y en el capítulo 9, se enuncian las conclusiones del diseño del sistema de puesta a tierra.



## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El tema de la seguridad de las personas y de las instalaciones comienza a ser obligatorio en Colombia a partir de la entrada en vigencia del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas el 30 de abril del 2005. Los conocimientos sobre las correctas prácticas de conexión a tierra son necesarios para asegurar el buen funcionamiento de los equipos, la debida actuación de los sistemas de protecciones eléctricas. La forma incorrecta de un sistema de puesta a tierra implica desde lesiones menores hasta la muerte de una persona, daños costosos e irreparables a los equipos e infraestructuras físicas. Realizar un buen esquema de aterrizaje a una instalación no es complicado, muchas veces se debe a interpretaciones errónea de las normas.

Es necesario realizar una adecuación técnica al sistema eléctrico de La Universidad de la Costa, porque las condiciones de las subestaciones, tableros e instalaciones eléctricas de los bloques no garantizan la seguridad para las personas que manipulan los equipos eléctricos, ni al personal de mantenimiento, ni mucho menos la durabilidad de los equipos.

En las subestaciones no aplicaron lo estipulado en el Código Eléctrico Colombiano norma NTC2050 sección 450, no cumplen distancias de seguridad, el sistema de puesta a tierra es independiente, cada gabinete tiene su tierra independiente y hay tableros con las tierras aisladas. El diseño de puesta a tierra de la Universidad de la Costa tiene que limitar el efecto del gradiente de potencial a tierra tanto en niveles de tensión y corriente, para no poner en riesgo la seguridad de las personas o equipos bajo condiciones normales de falla.

De acuerdo al planteamiento anterior surgen los siguientes interrogantes:

- ¿Cómo se puede valorar el estado del sistema de puesta a tierra de la Universidad de la Costa?
- ¿Qué estrategias y procedimientos se pueden aplicar para corregir y mejorar el problema actual del sistema de puesta a tierra de la Universidad?



## **1 OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL:**

- Diseñar el sistema de puesta a tierra unificado de la Universidad de la Costa de acuerdo a la normatividad vigente.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:**

- Caracterizar la instalación eléctrica de la Universidad de la Costa en función de los parámetros requeridos para el diseño del sistema de puesta a tierra.
- Diseñar unos procedimientos que permita realizar el cálculo del sistema de puesta de una instalación eléctrica basado en lo establecido en el Std IEEE 80-2000.
- Diseñar el sistema de puesta a tierra de la Universidad de la Costa basada en la memoria de cálculo desarrollada.
- Desarrollar una memoria de cálculo que permita la justificación procedimental para el cálculo del sistema de puesta a tierra.



## 2 JUSTIFICACIÓN

El diseño del sistema de puesta a tierra en la Universidad de la Costa, es necesario porque en la actualidad no cumple la normatividad vigente, parte importante de las instalaciones eléctricas de la institución aun es subestándar y esto generaría futuros inconvenientes negativos, tanto para los equipos como para las personas que diariamente se encuentran en esta institución. Este documento explicará la manera correcta de calcular un sistema de puesta a tierra en una subestación eléctrica, donde se llevará a cabo los correctivos para mejorar el sistema de puesta a tierra existente y para la implementación futura, que cumpla con los estándares de calidad normalizados.

Es fundamental la existencia de una puesta a tierra de características adecuadas y normalizadas, la cual garantice a las instalaciones eléctricas de la Universidad y a las personas que interactúan en la subestación una seguridad apropiada, la cual le proporciona una vida útil prolongada a los equipos eléctricos y un buen funcionamiento.

Con este diseño se dejará una guía práctica que le facilitará a cualquier Ingeniero, o estudiante de Ingeniería realizar un óptimo y seguro sistema de puesta a tierra, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas y el Código Eléctrico Colombiano establece los valores que un sistema de puesta a tierra tiene que cumplir de acuerdo la infraestructura, sin embargo no especifica cómo se realiza un diseño y como se obtienen dichos valores aceptables, esté es un factor que incide negativamente en nuestro medio técnico.

La finalidad de este trabajo de grado es dejar un instructivo detallado con los criterios técnicos adecuados para el correcto diseño de sistemas de puesta a tierra en una subestación eléctrica y en sistemas eléctricos, acatando el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas y las recomendaciones de las normas de la IEEE Std 80-2000, con el fin de facilitar el diseño, el cálculo, la medición, la construcción, el mantenimiento y las pruebas del sistema de puesta a tierra en una instalación.



### **3 MARCO TEORICO**

#### **3.1 ANTECEDENTES**

La Universidad de la Costa, no tiene un registro histórico de los mantenimientos e inspecciones del sistema de puesta a tierra para poder analizar, revisar y tomar decisiones respecto el estado de la instalación. No cuenta con planos, cajas ó registros de inspección.

En el marco actual, es imprescindible pensar en seguridad. Ante el uso constante de la electricidad en todo tipo de instalación por ejemplo una instalación residencial, industrial, hospitalaria entre otras, se hace necesario aplicar reglamentos y normas que hagan de las instalaciones eléctricas, sean más seguras para preservar no sólo la vida humana, sino también la vida animal y vegetal. En este contexto nos referimos a la construcción, diseño, y mantenimiento seguro de las instalaciones; es así como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas establece condiciones técnicas para todos los procesos desde la generación de la energía hasta el uso final de la electricidad.

#### **3.2 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA**

Las puestas a tierras disminuyen las tensiones de objetos metálicos que se encuentran influenciados por inducciones eléctricas. Es el conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico puntual sin ningún tipo de interrupciones, protecciones como fusibles, interruptores, que conecta los equipos eléctricos con una masa metálica y el terreno.

Al presentarse una falla a tierra ó una descarga atmosférica proporciona un camino seguro para la corriente eléctrica de falla y del rayo, cumpliendo el objetivo fundamental de los sistemas de puesta a tierra que es la seguridad de las personas.

Los sistemas de puesta a tierra son elementos muy importantes en los sistemas eléctricos, porque además de permitir de forma segura la conducción hacia el suelo de cargas eléctricas originadas por rayos, anomalías del sistema ó electricidad estática, poseen la capacidad de dispersión y disipación de fallas, sin la presencia en la superficie de potenciales peligrosos.

Según el Reglamento Técnico de las Instalaciones Eléctricas toda instalación eléctrica que esté citada en este, debe contar con un sistema de puesta a tierra, que asegure que cualquier punto exterior o interior por donde puedan estar o transitar personas sea considerado seguro desde el punto de vista del



sometimiento de estas a tensiones de paso, de contacto o transferidas; esto por el hecho de que no se deben superar los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla . [23]

### **3.2.1 Objetivos de los sistemas de puesta a tierra**

Los objetivos de una conexión a tierra son:

- Garantizar la seguridad de las personas durante fallas eléctricas.
- Proteger a las personas, limitando las tensiones de contacto y paso a valores aceptables en las vecindades de la instalación durante condiciones de cortocircuito.
- Evitar que aparezcan tensiones de paso, contacto y transferidas, para la vida humana en los gabinetes metálicos de los equipos eléctricos.

Para lograr que la puesta a tierra de protección, cumpla con los objetivos previstos, es necesario establecer un medio a través del cual sea posible entrar en contacto con el terreno, propiciando un camino de baja impedancia a menor costo. Para la operación correcta de los equipos de protección, manteniendo los potenciales referenciales en un nivel adecuado. [23,21]

### **3.2.2 Funciones de los sistemas de puesta a tierra**

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son las siguientes:

- Conducir a tierra todas las corrientes anormales que se originan como consecuencia en los gabinetes metálicos de los equipos eléctricos energizados.
- En estado estacionario, las puestas a tierra disminuyen las tensiones de elementos metálicos que se encuentran influenciados por inducciones de objetos energizados.
- Cuando se presentan las descargas atmosféricas, proporcionan un camino seguro para la corriente eléctrica del rayo.
- Proporcionar un medio para disipar la corriente eléctrica en la tierra bajo condiciones normales o de cortocircuito, sin exceder ningún límite operacional de los equipos o afectar adversamente la continuidad del servicio.



- Asegurar el buen funcionamiento de los equipos de protección de una red, lo cual garantizará el adecuado aislamiento de las porciones de dicha red que estén en falla.
- Minimizar la interferencia de los circuitos de transmisión y distribución sobre los sistemas de comunicaciones y control.
- Mantener ciertos puntos de una red a un nivel de potencial definido con referencia a la tierra.
- Evitar las descargas eléctricas estáticas en atmósferas explosivas.
- Proteger la red contra los efectos de las descargas atmosféricas.
- Permitir la utilización de la tierra como camino de retorno en la transmisión de energía en corriente continua. [23,22]

### **3.2.3 Donde se requieren los sistemas de puesta a tierra**

En la práctica actual de ingeniería se requieren conexiones de puesta a tierra en: [2]

- Aparatos eléctricos en fábricas y residencias, para más de 50 voltios.
- Sistemas de corriente continúa.
- Centro de la estrella en generadores y transformadores.
- Pararrayos.
- Torres de líneas de transmisión y de comunicaciones.
- Sitio de cargue y descargue de combustibles.
- Maquinas que generan electricidad estática.
- Áreas de atención crítica en hospitales.
- Herramientas eléctricas portátiles.
- Trabajos en líneas energizadas.
- Algunos sistemas de menos de 50 voltios.

### **3.2.4 Donde no se requieren los sistemas de puesta a tierra**

A continuación se relacionan los lugares o equipos que no requieren los sistemas de puesta a tierra, como los equipos con doble aislamiento, bancos de condensadores en media tensión, sistemas de aislamiento de hospitales,



alimentación de celdas electrolíticas, sistema de iluminación que trabaje a menos de 30 voltios y sistemas de muy baja tensión.<sup>[6]</sup>

### **3.2.5 Tipos de sistemas de puesta a tierra**

Entre los tipos de sistemas de puesta a tierra tenemos:

#### **3.2.5.1 Tierras permanentes**

Los sistemas de puesta a tierra permanentes son los configurados artificialmente, como los de alta frecuencia, corriente continua, equipos de comunicaciones, equipos de cómputo, descarga estática, descargas atmosféricas, pararrayos, protección catódica y los de subestaciones eléctricas.<sup>[6]</sup>

Los sistemas de puesta a tierra permanentes pueden ser de dos tipos, uno de alta impedancia para aplicaciones en estaciones de combustibles entre otras y el otro de baja impedancia para evitar riesgos por los rayos.

##### **3.2.5.1.1 Tierra de descargas atmosféricas**

Es una puesta a tierra de baja impedancia colocada para reflejar las ondas electromagnéticas producidas por la descarga, con el mínimo potencial generado posible, con la mínima energía consumida posible.

##### **3.2.5.1.2 Tierra de descarga estática**

Es una puesta a tierra de alta impedancia colocada para drenar cargas estáticas producidas por el contacto entre materiales de potenciales electroquímicos diferentes sin producir chispas que puedan ocasionar riesgos de explosiones.

#### **3.2.5.2 Tierras temporales**

Las puestas a tierras temporales se emplean en labores de mantenimiento para actividades de baja tensión, media tensión, alta tensión, electricidad estática (en tensión), para cargue y descargue de combustible.<sup>[6]</sup>

### **3.3 SEGURIDAD EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS.**

La seguridad de las instalaciones eléctricas es fundamental porque de ella depende la integridad de las personas y de las infraestructuras físicas.

#### **3.3.1 Condiciones de riesgo en las instalaciones eléctricas**

Durante una falla, el flujo de corriente hacia tierra produce un gradiente de tensión dentro y alrededor de la subestación. A menos que se tomen las precauciones en el diseño, el máximo gradiente de tensión a lo largo de la superficie de tierra puede ser de la suficiente magnitud durante la falla a tierra como para ocasionar





un accidente a una persona que se encuentre en el área [6]. Las circunstancias que hacen posible un accidente por shock eléctrico son:

- Corriente de falla a tierra de una elevada magnitud y duración en relación con el sistema de puesta a tierra y su resistencia a tierra. [24]
- Resistividad del terreno, tal que se puedan presentar altos gradientes de potencial en distintos puntos de la superficie de tierra. [24]

### 3.3.2 Efecto de circulación de la corriente eléctrica en las personas

Los efectos de la circulación de una corriente por el cuerpo humano dependen del tiempo de la frecuencia, duración y su magnitud. La consecuencia más peligrosa es fibrilación ventricular al tener un contacto directo. [9]

El aumento de la demanda residencial y expansión industrial ha aumentado el número de los accidentes por contacto eléctricos. Con este aumento se tiene que ser muy exigentes en la regulación y normalización de dichas instalaciones. El resultado de la no aplicación de una normalización segura en las infraestructuras dará como resultado eventos muy desagradables y tristes.

Según Dalziel, se han establecido niveles de corte de corriente de los dispositivos de protección que evitan la muerte por electrocución de (0%) cero al (100%) ciento por ciento, en la tabla muestra los resumen de estos valores. [23,6]

Corriente de disparo	6 mA (rms)	10 mA (rms)	20 mA (rms)	30 mA (rms)
Hombres	100%	98.5 %	7.5 %	0%
Mujeres	99.5 %	60%	0%	0%
Niños	92.5 %	7.5%	0%	0%

Tabla 1 Porcentaje de personas que se protegen según la corriente de disparo [23]

#### 3.3.2.1 Efecto de la frecuencia

Las personas son vulnerables a los efectos de la corriente eléctrica, en frecuencias de 60 ó 50 Hz. Corrientes cerca de 0,1 amperios pueden ser mortales. En las investigaciones de Dalziel y Mansfielse define que el cuerpo humano puede soportar una corriente un poco mayor a 25 Hz y en corriente directa 5 veces más grande. Es de analizar que Dalziel y Mansfield a firman que corrientes más altas pueden soportarse a frecuencias comprendidas entre 3.000 Hz a 10.000 Hz. La IEC 60479-2 1987-039 B20, presenta las curvas de la tolerancia del cuerpo humano a la corriente eléctrica, en función de la frecuencia y las corrientes de descarga capacitiva. [9]



### 3.3.2.2 Efecto de la magnitud y duración

Según la IEC 60479-1 1994-09 B19, El incremento de la magnitud de corriente eléctrica en el cuerpo causa efectos fisiológicos como: percepción, contracción muscular, insensibilidad, obstrucción del nervio respiratorio, fibrilación del corazón y quemaduras.[9]

Se ubica generalmente como el umbral de percepción, es la magnitud de corriente en la que una persona es capaz de sentir un hormigueo suave en sus manos, lo cual es causado por la corriente que circula por su cuerpo. El umbral de percepción en un ensayo realizado por Dalziel proporcionó que para las mujeres es de 6 mA y 9 mA para los hombres. [9]

De 1 mA a 6 mA, es una corriente de liberación, no daña la funcionalidad de una persona en controlar sus músculos para liberarse de un objeto energizado que este tocando. En una práctica que realizó Dalziel, tomando 28 mujeres y 134 hombres asignó un valor promedio de la corriente de liberación 10,5 mA en las mujeres y de 16 mA en los hombres. [9]

Rangos de corrientes comprendidos entre 9 mA a 25 mA, pueden ser dolorosas a las personas y se dificulta la liberación de elementos energizados sujetados con la mano, porque las contracciones musculares dificultan la respiración, si la contracción muscular es muy severa obstruye la respiración por minutos y será necesario realizar resucitación artificial; sino es muy severa esta contracción desaparece cuando se deja el contacto con la parte energizada y cesa el flujo de corriente. Estudio de Dalziel. [9]

Valores de corriente de 60 mA a 100 mA, son rangos muy peligrosos para el ser humano podría causar algún daño físico ó la muerte, como fibrilación ventricular, el paro del corazón ó la abstención de respiración. Según Dalziel una persona capacitada en respiración cardiopulmonar debe suministrar respiración cardiopulmonar hasta que la victima pueda ser atendida en una instalación médica. [9]

En el diseño propuesto para la malla de puesta a tierra de la subestación y sistema eléctrico de la Universidad de la Costa, es de suma importancia el umbral de fibrilación, donde el diseño contempla un buen sistema de aterrizaje, para que los impactos eléctricos puedan mantenerse por debajo de este valor y de esta forma estamos evitando la muerte a las personas y lecciones. De acuerdo lo indicado por Dalziel la corriente de no fibrilación de magnitud  $I_B$  en un parámetro de 0.03 a 0.3 segundos de duración, es la energía absorbida por el cuerpo humano.

Según la ecuación (1):

Ecuación 1. Constante empírica relacionada al impacto eléctrico

$$S_B = (I_B)^2(t_S) \quad \text{Ecuación (1)}$$



Donde:

**$I_B$ :** Es el valor rms de la corriente que circula a través del cuerpo en amperios.

**$t_s$ :** Es la duración a la exposición de corriente en segundos.

**$S_B$ :** Es la constante empírica relacionada al impacto eléctrico, tolerado seguramente por un porcentaje de la población. [9]

### 3.3.3 Importancia de despejar una falla

Considerando la importancia de la duración de la falla tanto en términos de la Ecuación (1) e implícitamente como un factor de exposición accidental, el eliminar rápidamente las fallas a tierra, es favorable por las siguientes razones.

- El riesgo de una descarga eléctrica, se reduce enormemente, a diferencia de situaciones en las cuales, las corrientes de falla persistan por varios minutos, que pueden llegar a ser horas.
- Varias pruebas y experimentos, muestran que si la duración del paso de corriente a través del cuerpo es corto, el riesgo de lesiones severas y/o muerte se reduce representativamente.
- El valor de corriente permitido, puede basarse por lo tanto en el tiempo de despeje o actuación de los equipos de protección principal o las protecciones de respaldo. Al elegir el tiempo de desenergización de los interruptores y disparo de las protecciones es más conservador en la fórmula (1) porque estos aseguran un margen superior de seguridad.

Según la investigación realizada por Biegelmeier y Lee (B3) resultó un incentivo adicional, usar tiempos de interrupción menores a los 0,5 seg. Su investigación proporcionó la evidencia de un corazón humano, llega a ser susceptible cada vez más a una fibrilación ventricular, cuando el tiempo de exposición a la corriente se aproxima al tiempo del ritmo del corazón, pero ese peligro es mucho menor si el tiempo de exposición a la corriente es en el rango de los 0,06 a los 0,3 segundos.

[9]

- Los altos grados de gradientes a tierra debido a fallas no son frecuentes y los impactos eléctricos debido a los altos gradientes a tierra son menos frecuentes. Estos dos casos son de muy corta duración, esto corresponde para corrientes que están debajo del umbral de fibrilación. [9]

### 3.3.4 Efectos patológicos de la corriente

El Ingeniero Biegelmeier estableció la relación entre el  $I^2 \cdot t$  y los efectos fisiológicos de la tabla 2:

Energía específica $A^2 \cdot S. (10^{-6})$	Percepciones y reacciones fisiológicas
4 a 8	Sensaciones leves en dedos y en tendones de los pies.
10 a 30	Rigidez muscular suave en dedos, muñecas y codos.
15 a 45	Rigidez muscular en dedos, muñecas, codos y hombros. Sensación en las piernas.
40 a 80	Rigidez muscular y dolor en brazos y piernas.

Tabla 2 Relación entre energía específica y efectos fisiológicos [6]

### 3.3.5 Umbrales de soportabilidad

Las persona calificada responsable de la construcción de una instalación eléctrica debe evaluar el nivel de riesgo asociado a dicha instalación, teniendo en cuenta los criterios establecidos en las normas sobre soportabilidad de la energía eléctrica para seres humanos, como se observa en la siguiente grafica tomada de la NTC 4120, con referente IEC 60479-2.

Los efectos de la corriente alterna de 15 Hz a 100 Hz. El umbral de fibrilación ventricular depende de parámetros fisiológicos y eléctricos, por ello se ha tomado la curva C1 como límite para diseño de equipos de protección. Los valores umbrales de corriente de menos de 0,2 segundos, se aplican solamente durante el periodo vulnerable del ciclo cardiaco. [23] La figura 1 presenta las curvas de soportabilidad para seres humanos a corrientes de tipo industrial, que han sido normalizadas por IEC y la recta hallada por Dalziel para 50 kg. [23]

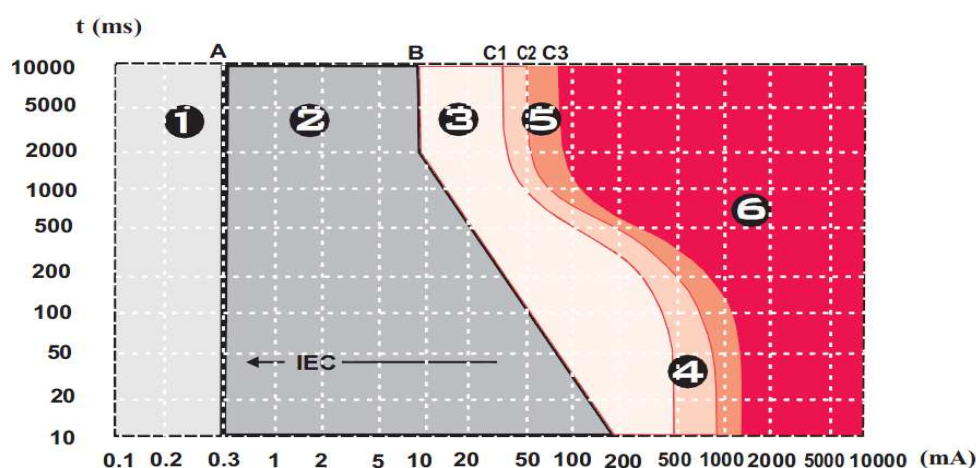


Figura 1 Umbrales de soportabilidad [6, 23]

ZONA	1	Habitualmente ninguna reacción
ZONA	2	Habitualmente ningún efecto fisiopatológico peligroso
ZONA	3	Habitualmente ningún riesgo de fibrilación
ZONA	4	Riesgo de fibrilación (hasta aprox, un 6%)
ZONA	5	Riesgo de fibrilación (hasta aprox. un 50%)
ZONA	6	Paro cardíaco, paro respiratorio y quemaduras severas Riesgo de fibrilación (por encima de un 50%)

**Figura 2 Zona de umbrales de soportabilidad [6, 23]**

Zona 1: Imperceptible

Zona 2: Perceptible

Zona 3: Contracción muscular

Zona 4: Probabilidad fibrilación cardíaca hasta 6%

Zona 5: Probabilidad fibrilación cardíaca hasta 50%

Zona 6: Probabilidad fibrilación cardíaca mayor 50%

Curva A: Umbral de percepción de corriente

Curva B: Umbral de reacciones musculares

Curva C<sub>1</sub>: Umbral del 0% de probabilidad de fibrilación ventricular

Curva C<sub>2</sub>: Umbral del 6% de probabilidad de fibrilación ventricular

Curva C<sub>3</sub>: Umbral del 50% de probabilidad de fibrilación ventricular

### 3.3.6 Tensiones de seguridad

En el estudio de factores de riesgo eléctrico existen tres condiciones que definen el diseño de una puesta a tierra, como son las tensiones de paso, de contacto y las transferidas. La figura 3 y 5 presenta las limitantes fundamentales para garantizar la seguridad de los seres humanos y animales. [6]



**Figura 3 Tensión de paso sin protección [6]**



**Figura 4 Tensión de paso con SPT [6]**



Figura 5 Tensión de contacto sin protección [6]

Figura 6 Tensión de contacto con SPT [6]

Las figuras 4 y 6 presentan el comportamiento de una falla en una estructura metálica conectadas al sistema de puesta a tierra, la sobretensión no pasa por el cuerpo de la persona sino que se conduce por la puesta a tierra, garantizando la seguridad de las personas.

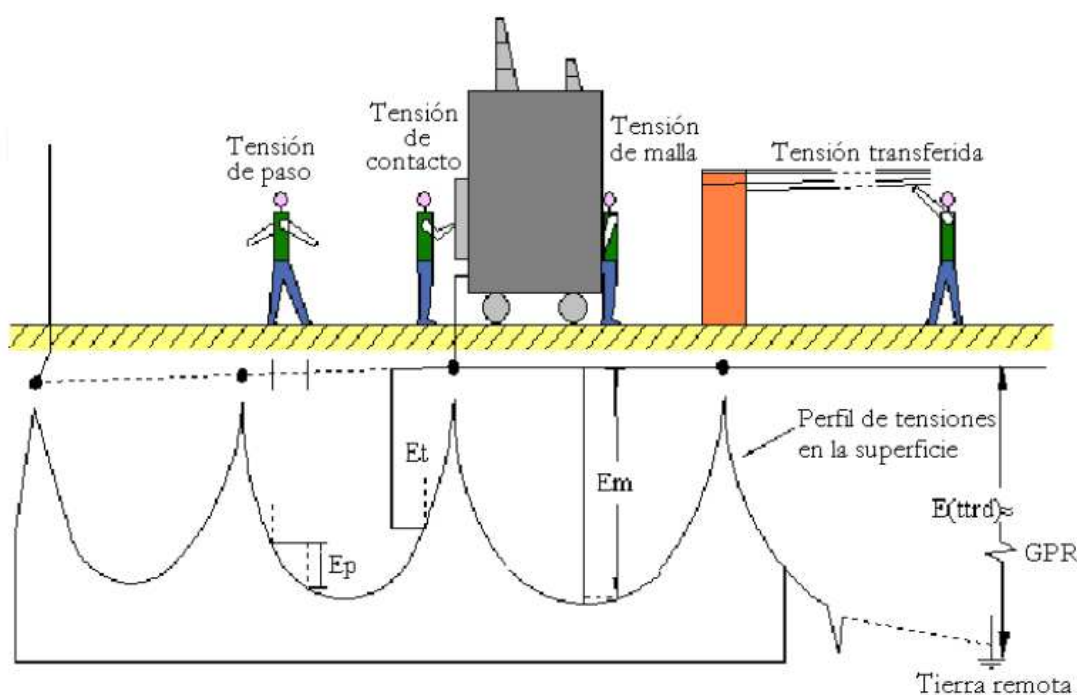


Figura7 Tensiones en malla de puesta a tierra durante una falla [9]

En la figura 7, presenta las situaciones donde las personas pueden estar expuestas a tensiones peligrosas ante una falla en el sistema, en esta grafica la tensión más peligrosa es tocando un objeto metálico y estar en la mitad de la retícula. La tensión transferida es común en las mallas eslabonadas del cerramiento de subestaciones eléctricas, la persona va estar expuesta al máximo





GPR de la malla, la subestación eléctrica de la Universidad de la Costa tenemos esta situación, la tiene que corregir conectando la malla eslabonada al sistema de puesta a tierra unificado.

Con el fin de garantizar la seguridad de las personas equipos y la correcta funcionalidad de las maquinas, toda instalación eléctrica tiene que disponer de un sistema de puesta a tierra, en cualquier punto del interior o exterior, de la malla, normalmente accesible a personas, éstas podrían quedar sometidas a tensiones peligrosas, dichas tensiones son:

- **Tensión de paso ( $E_p$ ):** Diferencia de tensiones en la superficie aplicada sobre una persona que presenta una distancia entre pies de 1 metro sin estar en contacto con ningún objeto conectado a la malla.[9]
- **Tensión de contacto ( $E_t$ ):** Diferencia de tensión entre la malla de tierra (G.P.R.) y el potencial en la superficie donde la persona está parada mientras simultáneamente tiene una mano en contacto con una estructura conectada a la malla.[9]
- **Tensión de malla ( $E_m$ ):** Es la máxima tensión de contacto encontrada dentro de las cuadrículas de malla de tierra (normalmente en la mitad de una cuadrícula).[9]
- **Tensión transferida ( $E_{trd}$ ):** Es un caso especial de tensión de contacto donde la tensión es transferida fuera de la subestación. [6.22], por ejemplo las mallas eslabonadas dentro de la subestación.

La situación con mayor riesgo para una persona es tocando un objeto metálico y estar en la mitad de la retícula de la malla en el momento de una falla. Con el fin de brindar mayor seguridad lo ideal seria que la separación de las cuadrículas de la malla sea de un metro, pero por costos no se realiza porque en los diseños se tiene que tener presente lo técnico y económico.

### 3.3.7 Criterios de las tensiones de paso y de toque

La seguridad de una persona depende en prevenir que absorba una cantidad crítica de descarga eléctrica, antes de que la falla se elimine y se suspenda el servicio de energía del sistema. El manejo de la tensión máxima de cualquier circuito accidental no debe exceder los límites que se indican a continuación.

De acuerdo al RETIE, en el capítulo I disposiciones generales del artículo 15.1 diseño del sistema de puesta a tierra, dice: Para efectos del diseño de una puesta a tierra de subestaciones se deben calcular las tensiones máximas admisibles de



paso, de contacto y transferidas, las cuales deben tomar como base una resistencia del cuerpo de **1000 ohm**.

### **3.3.7.1 Trayectoria de la corriente a través del cuerpo**

Al seleccionar una resistencia con valor de 1000 ohmios se esta relacionando al paso de la corriente, como el paso de la corriente entre mano y pie o ambos pies, donde la mayor parte de la corriente pasa a través e de los órganos vitales del cuerpo humano, incluyendo el corazón. Se reconoce que la circulación de corriente que va de un pie hacia el otro es menos peligrosa. Esto se esta refiriendo a las pruebas hechas en Alemania por Loucks donde se menciona que se utilizan corrientes mucho más altas de pie a pie que de mano a pie para producir la misma corriente en la región del corazón. Loucks establece que la relación es tan elevada como 25:1.[9]

De acuerdo estas conclusiones, los valores de resistencia mayores a 1000 ohmios posiblemente se podrían permitir, a lo que se refiere al paso de la corriente de un pie a hacia el otro, sin embargo se tiene que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- La diferencia de potencial entre los pies es doloroso más no fatal, lo cual ocasionaría la caída de una persona, donde puede causar la circulación de corriente más alta en el área del pecho. El grado de daño ó lesiones dependerá de la duración de la falla y de la posibilidad de otra descarga sucesiva, como en un recierre automático.
- Una persona podría estar en una posición sea de trabajo o descansando cuando suceda una falla. Aparentemente los daños provocados por el contacto de pie a pie son menores que los de mano a mano ó mano a pie, sin embargo han ocurrido muerte por este caso e ignorarlo sería peligroso.[9]

### **3.3.7.2 Circuitos equivalentes accidentales**

Empleando el valor de la corriente tolerable por el cuerpo, el cual esta definido por la ecuación (2) ó la ecuación (3) y las constantes propias del circuito, es muy posible determinar el voltaje tolerable entre cualquiera de los dos puntos de contacto.[9]

Ecuación 2. Corriente tolerable por el cuerpo para un peso corporal de 50 KG





La figura 8 muestra una persona tocando una estructura metálica aterrizada en el terminal H y la corriente de falla  $I_f$  que se descarga a tierra por el sistema de aterrizaje de la subestación. [9]

Las impedancias del circuito se relacionan en la figura 8. El terminal H es un punto en el sistema que se encuentra al mismo potencial de la rejilla, hacia la cual fluye la corriente de falla y el terminal F es el área pequeña en la superficie del planeta que esta en contacto con ambos pies de una persona. [9]

La corriente  $I_b$  circula desde el terminal H a través del cuerpo de la persona hacia el aterrizaje terminal F. [9]

De acuerdo al teorema de Thevenin nos permite representar la red de estos dos terminales (H y F) relacionado en la figura 8 por medio del circuito que se muestra en la figura 9. [9]

Ecuación 4. Corriente de falla.

$$I_b = \frac{V_t}{Z_t + R_b} \quad \text{Ecuación (4)}$$

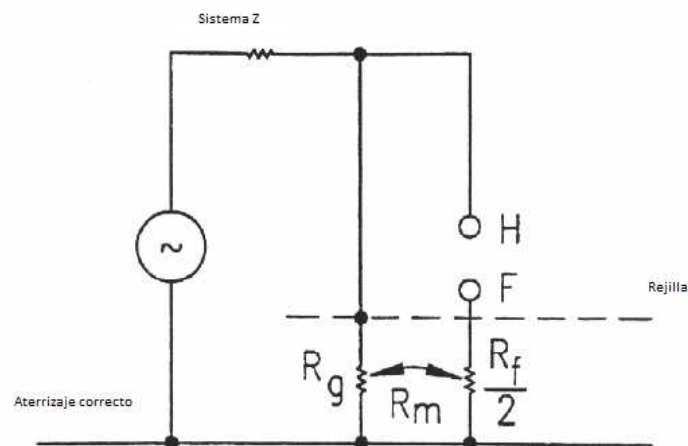


Figura 9 Circuito de impedancia para la tensión de toque [9]

El gradiente de tensión de Thevenin  $V_{TH}$  es la tensión entre terminales H y F cuando una persona no esta presente. La impedancia Thevenin  $Z_{TH}$  es la impedancia del sistema que se ve entre los terminales H y F con las fuentes de voltaje del sistema en corto circuito. La corriente  $I_b$  que circula a través del cuerpo de una persona en contacto con los terminales H y F, se relaciona en la esta ecuación (4). [9]

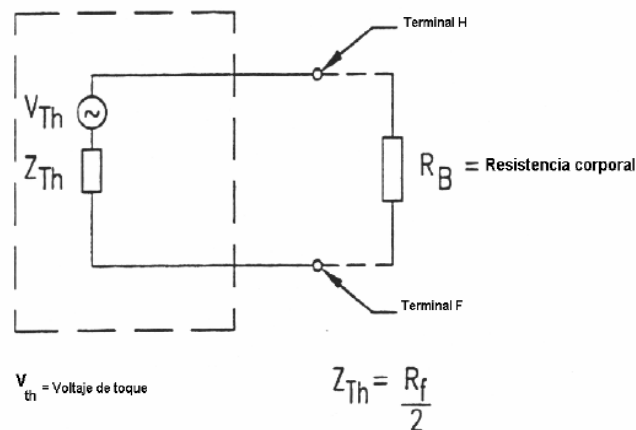


Figura 10 Circuito de tensión de toque [9]

Donde  $R_B$ : es la resistencia del cuerpo humano en ohmios

El límite para la tensión de contacto es:

Ecuación 5. Tensión de toque

$$E_{toque} = \left[ R_B + \frac{R_f}{2} \right] \cdot I_B \quad \text{Ecuación (5)}$$

Ecuación 6. Tensión de toque para un peso corporal de 50 KG

$$E_{toque\ 50\ KG} = (1000 + 1.5C_S \cdot \rho_S) \frac{0.116}{\sqrt{t_S}} \text{ para un peso corporal de 50 KG} \quad \text{Ecuación (6)}$$

Ecuación 7. Tensión de toque para un peso corporal de 70 KG

$$E_{toque\ 70\ KG} = (1000 + 1.5C_S \cdot \rho_S) \frac{0.157}{\sqrt{t_S}} \text{ para un peso corporal de 70 KG} \quad \text{Ecuación (7)}$$

Donde:

$E_{paso}$  Es la tensión de paso en voltios.



$E_{\text{contacto}}$	Es la tensión de contacto en voltios.
$C_s$	Es el factor reductor de la capacidad normal.
$r_s$	Es la resistividad del material superficial en $\Omega.m$
$t_s$	Es la duración del golpe de corriente en segundos

Si no se usa la capa superficial protectora, entonces  $C_s = 1$  y  $\rho_s = \rho$

Los límites de la tensión de contacto metal a metal se derivan de las ecuaciones de la tensión de contacto, la ecuación (2) y la ecuación (5). El contacto metal-metal, mano-mano y mano-pies, resultarán en  $\rho_s = 0$ . Por consiguiente, el total de la resistencia del circuito accidental es igual a la resistencia del cuerpo,  $R_B$ . [9]

Al sustituir  $\rho_s = 0$  en términos de la resistencia del pie de la ecuación (2) y la ecuación (6). El límite de la tensión de contacto metal-metal es: [9]

Ecuación 8. Tensión de contacto metal-metal para un peso corporal de 50KG

$$E_{mm-\text{toque } 50Kg} = \frac{116}{\sqrt{t_s}} \text{ para un peso corporal de } 50 \text{ KG} \quad \text{Ecuación (8)}$$

Ecuación 9. Tensión de contacto metal-metal para un peso corporal de 70Kg

$$E_{mm-\text{toque } 70Kg} = \frac{157}{\sqrt{t_s}} \text{ para un peso corporal de } 70 \text{ KG} \quad \text{Ecuación (9)}$$

Donde:

$E_{mm}$  Es la tensión de contacto metal-metal en voltios

Las actuales tensiones de paso, tensión de contacto metal a metal deben ser menores que el límite de tensión máximo que se permite para garantizar la seguridad de las personas. Los peligros de estas tensiones de transferencia externos se evitan al utilizar dispositivos aislantes ó dispositivos que los neutralicen, a la vez tratando y etiquetando claramente estos circuitos, tuberías, entre otras, como lo existe para líneas energizadas. [9]

Para la tensión de paso el límite es:

Ecuación 10. Tensión de paso

$$E_{\text{paso}} = (R_B + 2R_f).I_B \quad \text{Ecuación (10)}$$

Ecuación 11. Tensión de paso para un peso corporal de 50Kg

$$E_{\text{paso } 50 \text{ KG}} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \text{ para un peso corporal de } 50 \text{ KG} \quad \text{Ecuación (11)}$$

Ecuación 12. Tensión de paso para un peso corporal de 70Kg

$$E_{\text{paso } 70 \text{ KG}} = (1000 + 6C_S \cdot \rho_S) \frac{0.157}{\sqrt{t_S}} \text{ para un peso corporal de } 70 \text{ KG} \text{ Ecuación (12)}$$

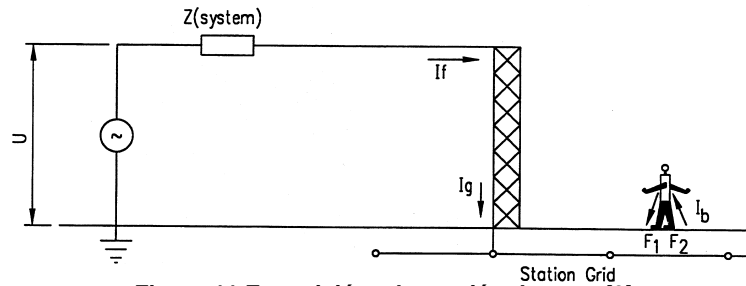


Figura 11 Exposición a la tensión de paso [9]

Laurent [B97]). En esta guía se utilizan las siguientes fórmulas conservadoras para la impedancia equivalente de Thévenin:[9]

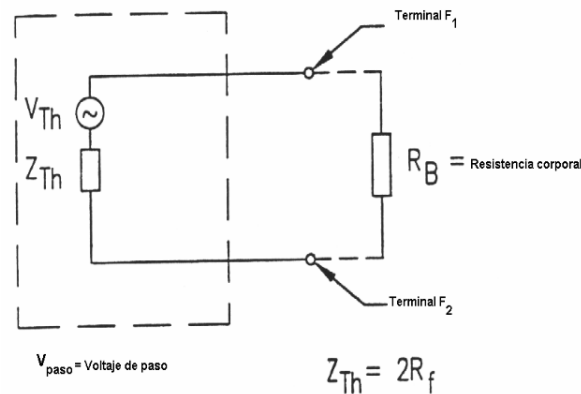


Figura 12 Circuito de la tensión de paso [9]

Circuito accidental de tensión de toque

Ecuación 13. Impedancia equivalente de tensión de toque

$$z_{Th} = \frac{Rf}{2} \text{ Ecuación (13)}$$



Y para el circuito accidental de tensión de paso

Ecuación 14. Impedancia equivalente de tensión de paso

$$Z_{Th} = 2R_f \text{ Ecuación (14)}$$

Donde:

$R_f$  es el valor de la Resistencia a tierra de un pie (Sin tomar en cuenta el sistema de aterrizaje de la subestación) en ohmios.

Comúnmente, con el propósito de analizar el circuito, el pie humano se representa como un disco metálico conductor y la resistencia de contacto de los zapatos, calcetines, etc. se desprecia. El valor de la resistencia a tierra de un disco metálico conductor de radio  $b$  (m) en la superficie de un suelo homogéneo de resistividad  $\rho$  ( $\Omega \cdot m$ ) se establece por la ecuación de Laurent [B97][9]

Ecuación 15. Resistencia a tierra

$$R_f = \frac{\rho}{4b} \text{ Ecuación (15)}$$

Tradicionalmente, el disco metálico que representa el pie, se toma como una placa circular con un radio de 0,08m. Con una pequeña aproximación, las ecuaciones para  $Z_{Th}$  se pueden obtener numéricamente y expresarse en términos de la resistividad ( $\rho$ ), tal como se expresa[9]:

Para el circuito accidental de tensión de toque:

$$Z_{Th} = 1,5 \rho$$

Para el circuito accidental de tensión de paso:

$$Z_{Th} = 6,0 \rho$$

### 3.3.8 Equipotencialidad.

Efecto que garantiza un potencial igual en una instalación ó equipo. Esto puede ser conectando estructuras metálicas, maquinas, equipos, partes conductoras ó sistemas entre si o a un sistema de puesta a tierra mediante un conductor de baja impedancia, con el fin que la diferencia de potencial entre las partes interconectadas sea mínima. Es decir cuando se tiene sistemas de puestas

a tierra se tiene que unir de forma directa con un conductor de cobre entre un punto y otro.

Es de suma importancia este criterio, porque tiene que ver con la seguridad de las personas y equipos en instalaciones eléctrica, debido que si no existen diferencias de potencial en un elemento conductor por ejemplo el cuerpo humano ó aislante cualquiera, no puede haber corriente a través del mismo ó diferencia de tensión que coloque en riesgo la integridad del aislamiento. [9]

Al unir la red equipotencial al sistema de puesta a tierra se pretende brindar una ruta segura para la corriente de falla, en caso de un evento de falla en las estructuras metálicas de los equipos, se pueda proteger la vida humana.

Los beneficios que nos ofrece la equipotencialidad, al no existir diferencias de potencial se deshace factores como:

- Tensiones de contacto que pueden generar riesgo de electrocución
- Chispas que pueden provocar incendios
- Tensiones que pueden dañar el aislamiento de los equipos y conductores.

Adicionalmente las fases se equipotencializan durante eventos de alta frecuencia a través de los descargadores de sobretensiones - DPS, hallando que las diferencias de potencial no superen la capacidad de aislamiento de los equipos.

[21]

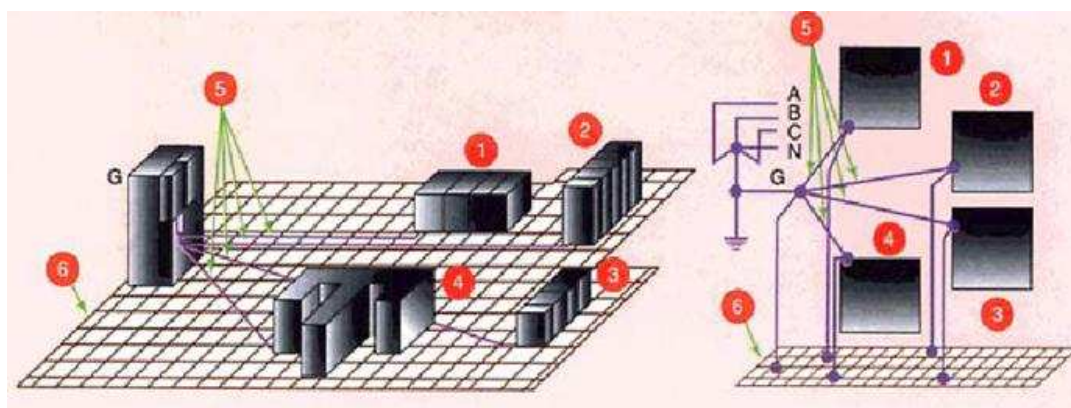


Figura 13 Conexión equipotencial [21]

En la figura 13, se relaciona la forma correcta un sistema equipotencial donde:

1,2,3,4: Carcasas o estructuras metálicas.

5: Conductores de conexión equipotencial.

6: Malla de tierra.



### 3.4 RESISTENCIA A TIERRA

La resistencia a tierra de un electrodo está compuesta por la resistencia del electrodo mismo (metal), resistencia de contacto entre el electrodo, el suelo y la resistencia del suelo. Las primeras dos resistencias pueden hacerse pequeñas con respecto a la tercera, y se pueden despreciar para propósitos prácticos. [24]

#### 3.4.1 Valores recomendados para la resistencia a tierra.

Los sistemas de puesta a tierra de acuerdo a la aplicación tienen que cumplir con unos valores establecidos por ley, según la tabla No. 24 del RETIE:

Aplicación	Valores máximos de resistencia de puesta a tierra
Estructuras de líneas de transmisión. (Metálicas o con cable de guarda de distribución).	20 $\Omega$
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 $\Omega$
Subestaciones de media tensión.	10 $\Omega$
Protección contra rayos.	10 $\Omega$
Neutro de acometida en baja tensión.	25 $\Omega$

Tabla 3 Valores de resistencias de puesta a tierra [23]

Sin embargo estos valores se encuentran establecidos a cumplir por la legislación Colombiana y referenciados por normas nacionales e internacionales como IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552, pero más que estos valores se tiene que garantizar las tensiones de paso, contacto y transferidas que son los parámetros claves para la seguridad de las personas. [23]

Para este caso la resistencia del diseño de la malla de puesta a tierra no tiene que superar 10 ohmios, pero por encima de este valor están los parámetros de las tensiones de paso, contacto y transferidas.

#### 3.4.2 Resistividad del suelo.

La resistividad del terreno es la resistividad del terreno de un metro de arista. Se mide en ohmios por metro y se representa con la letra  $\rho$ , en la figura se muestra un cubo de terreno un metro por un metro:



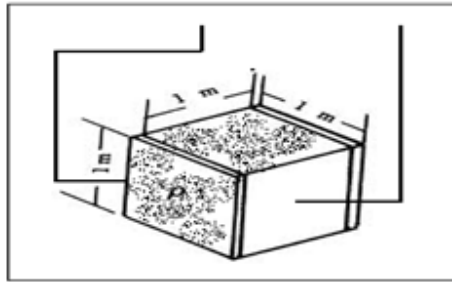


Figura 14 Resistividad de un cubo de terreno [18]

Donde:

Ecuación 16. Dimensiones de  $\rho$ .

$$\text{Dimensiones de } \rho: R = \rho \frac{l}{S}; \quad \rho = \frac{R \cdot S}{l} \left( \frac{\Omega \text{m}^2}{\text{m}} \right) = \Omega \cdot \text{m} \quad \text{Ecuación (16)}$$

Ecuación 17. Dimensiones de  $\rho$  Para un cubo de 1m de lado

$$\text{Para un cubo de 1m de lado: } R(\Omega) = \rho \frac{l(\text{m})}{S(\text{m}^2)} = \rho \frac{1(\text{m})}{(1.1)\text{m}^2} = \frac{\rho}{1\text{m}} \quad \text{Ecuación (17)}$$

Ecuación 18. Resistividad del terreno

$$\text{despejando } \rho, \quad \rho = R(\Omega \cdot \text{m}) \quad \text{Ecuación (18)}$$

$R = \text{Resistencia en } (\Omega)$

$\rho = \text{Resistividad en } (\Omega \cdot \text{m})$

$l = \text{Longitud en } (\text{m})$

$S = \text{Sección en } (\text{m}^2)$

La resistividad del terreno depende de la naturaleza, estratigrafía (capas de distinta composición), contenido de humedad, salinidad y temperatura. La resistividad de un terreno se ve afectada por las variaciones estacionales.

Por otro lado, a medida que aumenta el tamaño de las partículas aumenta el valor de la resistividad, por ello la grava tiene mayor resistividad que la arena, y esta mayor resistividad que la arcilla. La resistividad se ve así mismo por el grado de compactación, disminuyendo al aumentar esta.



Debido a la no uniformidad de sus diferentes capas, cuando queremos determinar la resistividad en un punto del terreno, por medio de un método de medida, lo que determinamos es la resistividad media de las capas comprendidas entre la superficie y una cierta profundidad, que a veces se denomina resistividad aparente  $\rho_a$ . [18]

### 3.4.3 Elementos que influyen en la resistividad del terreno.

En la resistividad del terreno influyen los siguientes factores [18]:

#### 3.4.3.1 Naturaleza del terreno

Los terrenos son buenos, regulares o malos conductores en función de su naturaleza. El conocimiento de su naturaleza es el primer paso para la implantación de una adecuada toma de tierra. [18]

La tabla 4, describe valores de resistividad para terrenos de diferente naturaleza.

NATURALEZA DEL TERRENO	Resistividad en $\Omega \cdot m$
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurasico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos de gres procedentes de alteración	1.500 a 10.000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600

Tabla 4. Resistividad según la naturaleza del terreno [18]

Para cálculos aproximados de la resistencia de tierra pueden utilizarse los valores medios recogidos en la tabla 5.



NATURALEZA DEL TERRENO	Valor medio de la resistividad $\Omega \cdot m$
Terrenos cultivables, fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles, terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables.	3000

**Tabla 5. Valores medios de la resistividad [18]**

En las tablas se puede observar que a medida que la roca es más compacta y más antigua, la resistividad es mayor.

### **3.4.3.2 Humedad**

El agua que contiene el terreno, su estado higrométrico, influye de forma apreciable sobre la resistividad: al aumentar la humedad disminuye la resistividad y al disminuir la humedad aumenta la resistividad. En cualquier caso, siempre que se añada agua a un terreno disminuye su resistividad respecto a la que tendría en seco.

Se dice que un terreno está saturado de agua cuando todos sus intersticios están llenos de agua. Una vez pasada la causa de la saturación el agua contenida en los espacios entre los diferentes agregados, debido a la gravedad se dirigirá hacia abajo quedando estos inter espacios ocupados por el aire en el interior de los agregados, al ser superior de capilaridad que la gravedad. El agua contenida en ellos no se mueve y en estas circunstancias, se dice que el terreno está saturado de humedad. [18]

Por efecto de la evaporación natural de la superficie se produce un empobrecimiento del agua contenida en los agregados, fenómeno que se propaga lentamente desde la superficie hasta los estratos más profundos. Este fenómeno tiene más importancia cuanto más seco sea el clima del lugar y cuanto más superficial es la colocación de la pica en la tierra. [18]

El agua disocia las sales en iones y cationes que se encargan de transportar los electrones por el terreno. Para comprender este fenómeno solo tenemos que recordar el comportamiento eléctrico del agua. El agua destilada es aislante y aunque introduzcamos unos electrodos en el interior de un recipiente conectados a una pila no circulara energía eléctrica a través de ella. Si al agua le añadimos una sal, por ejemplo cloruro de sodio o sal común, empezara a circular electricidad y a medida que añadamos más sal circulara más electricidad: los electrones se desplazan por el agua gracias a los iones disociados. [18]

En los lugares de lluvias estacionales hay que tener muy presente estos fenómenos, pues en la época de lluvia el terreno presenta una resistividad muy baja mientras que en época seca la resistividad es muy alta. En algunas regiones donde estas oscilaciones estacionales son muy acentuadas, se deben fijar valores máximos admisibles de resistividad de los terrenos, uno para la época de lluvias y otro para época seca. [18]

### 3.4.3.3 Temperatura del terreno

Las características térmicas del terreno dependen de su composición, de su grado de compactación y del grado de humedad.

La resistividad del terreno aumenta al disminuir la temperatura, pero cuando el terreno se enfría por debajo de  $0^{\circ}$  centígrados, la resistividad aumenta muy rápidamente.

Cuando un terreno está a una temperatura inferior a  $0^{\circ}$  el agua que contiene se congela. El hielo es aislante desde el punto de vista eléctrico pues la movilidad de los iones del terreno a través del agua se ve detenida al congelarse esta.

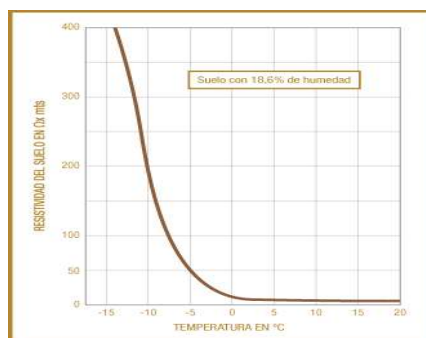


Figura 15 Variación resistividad terreno función de temperatura [18]

La evaluación de la temperatura del terreno a las profundidades normales de colocación de las picas de tierra a lo largo del año nos indican que durante los meses de invierno, si la temperatura de la superficie es de  $-10^{\circ}\text{C}$ , a 90 cm de profundidad será de  $-4^{\circ}\text{C}$  y a 2m de profundidad tendremos una temperatura de  $-1,5^{\circ}\text{C}$ .

Por este motivo sobre todo en las zonas con clima continental (inviernos fríos y veranos calurosos) deberán implantarse los electrodos de tierra a mayor profundidad con el fin de apilar al máximo el riesgo de alcanzar temperaturas por debajo de  $0^{\circ}\text{C}$ . [18]

### 3.4.3.4 Salinidad del terreno

Al aumentar la salinidad del terreno disminuye la resistividad. Al hablar de la influencia del agua en la resistividad del terreno se ha mencionado indirectamente la importancia que tiene la salinidad o el contenido de sales en el terreno. Un terreno puede mejorar sensiblemente su valor de resistividad aparente o incluso hacer bueno un terreno de alta resistividad simplemente añadiéndole sales.

El método más utilizado para la mejora de la resistividad del terreno es añadir sal en las arquetas de los puntos de puesta a tierra o cerca de los electrodos si son accesibles, y después regar.

No se debe olvidar que el agua hace que las sales penetren hacia la parte profunda del terreno, hacia la capa de depósito, y que un riego excesivo o unas lluvias excesivas lavan el terreno y, por lo tanto, arrastran la sal que rodea los electrodos aumentando la resistividad.

Tampoco es aconsejable la colocación de los electrodos en zonas cercanas a los cauces de los ríos, tanto superficiales como subterráneos, pues suelen ser terrenos muy lavados y por lo tanto más resistivos de lo normal. [18]

### 3.4.3.5 Estratigrafía del terreno

Los terrenos están formados en profundidad por capas de diferentes agregados y por último de diferentes resistividades. Su resistividad será una combinación de la resistividad de las diferentes capas y del espesor de cada una de ellas. La resistividad media o resistividad aparente será una combinación de las resistividades de todas las capas que componen el terreno.

El desconocimiento a priori de la resistividad de las capas inferiores obliga al estudio y medición de las mismas si se necesita conocer el valor de la toma de tierra a una profundidad determinada. En ningún caso se puede extrapolar el resultado de la capa superficial pues la variación de la composición del terreno en capas inferiores puede darnos otros valores como los que aparecen reflejados esquemáticamente en la figura.

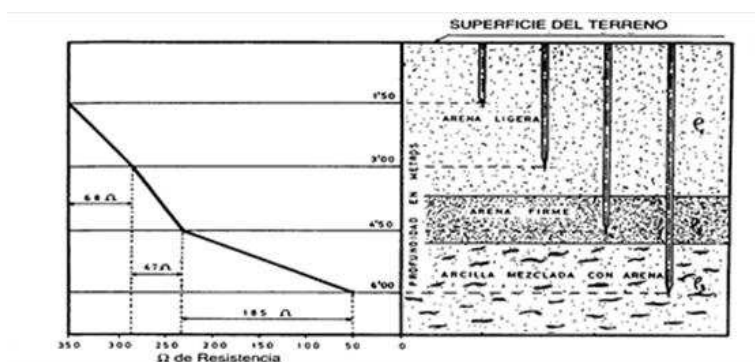


Figura 16 Variación de la resistividad en función de la estratigrafía del terreno [18]

Lo que no ha bajado la resistividad en cinco metros baja en solo 1,5 por encontrar una capa arcillosa muy buena conductora. También nos podría haber ocurrido lo contrario y encontrar una capa muy resistiva que no disminuyera la resistividad o simplemente una oquedad del terreno que dejara el electrodo al aire.

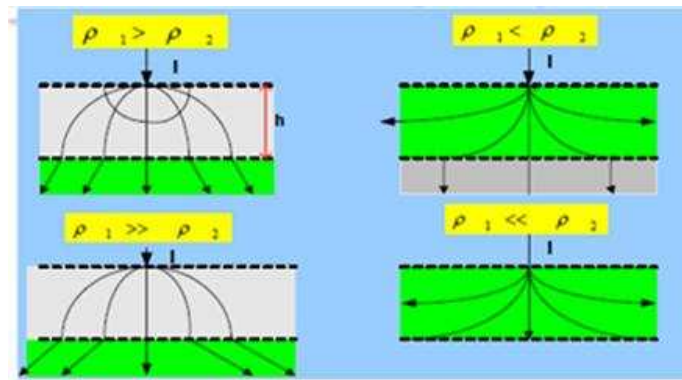


Figura 17 Influencia de la estratigrafía del terreno [21]

Si las instalaciones y el terreno lo permiten, debemos aconsejar la instalación de electrodos en profundidad. Si el terreno es malo o el número de picas por instalar es grande o lo accidentado del terreno no lo permite, se colocaran en paralelo pero sabiendo la incertidumbre y el riesgo que esta decisión supone. [18]

#### 3.4.3.6 Variaciones estacionales

En épocas de lluvias el nivel freático se aproxima a la superficie del terreno, presentando este una resistividad menor que en el periodo de sequía, en el que el nivel freático se aleja en profundidad de la superficie.

A lo largo del año se presentan variaciones estacionales que son más acusadas cuanto más próximo a la superficie del terreno se encuentra el electrodo.

Para conseguir mantener el valor de la resistividad lo más uniformemente posible a lo largo del año, es conveniente instalar profundamente los electrodos en el terreno y proteger lo más posible el terreno de las inclemencias del tiempo.

Las revisiones periódicas de las instalaciones deben hacerse en las épocas más desfavorables para el terreno, en las zonas frías en invierno, en las zonas climáticas con lluvias estacionales en la época seca y en las zonas normales al final del verano.



A medida que introducimos más los electrodos o los coloquemos debajo de las cimentaciones del edificio, tendremos más garantías de mantener estable el valor de la resistividad. [18]

#### **3.4.3.7 Factores de naturaleza eléctrica**

Hay varios factores de naturaleza eléctrica que pueden modificar la resistividad de un terreno. Los más significativos son el gradiente de potencial y la magnitud de la corriente de defecto a tierra.

El primero afecta al terreno cuando el gradiente de tensión alcanza un valor crítico, de algunos kV/cm. Lo que puede originar la formación de pequeñas áreas eléctricas en el suelo que hacen que el electrodo se comporte como si fuera de mayor tamaño. [18]

El segundo, la magnitud de la corriente de defecto a tierra, puede también modificar el comportamiento del electrodo de tierra si su valor es muy elevado, bien por provocar gradientes excesivos, o bien por dar lugar a calentamientos alrededor de los conductores enterrados que provoquen la evaporación del agua.

Otro fenómeno que hay que tener muy en cuenta es el deterioro más o menos significativo de los electrodos o el conjunto de la puesta a tierra, en el caso de un cortocircuito franco o la caída de un rayo que se canalice a través de la puesta a tierra del edificio. En estos casos es reglamentaria la comprobación de la red de tierra de la instalación ya que puede llegar a deteriorarse o fundirse si la intensidad es muy elevada (cientos o miles de amperios). [18]

#### **3.4.3.8 Compactación del terreno alrededor de los electrodos**

Cuando la compactación del terreno es grande disminuye la resistividad. Siempre que se coloquen electrodos de pica, la vibración de la máquina de penetración dejara una separación entre la pica y el terreno por lo que habrá que compactar para que se produzca un buen contacto pica-terreno.

Se aconseja también la compactación alrededor de los electrodos de placa y los electrodos de conductor enterrado. [18]

### **3.5 MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA**

Los materiales para los sistemas de puesta a tierra son (Los electrodos, conductor, terminales entre otros).

### 3.5.1 Electrodo de puesta a tierra.

Se pueden diseñar puestas a tierras con varillas, mallas, tubos, placas o cintas metálicas. Para el caso de las varillas, también llamadas barras, picas, jabalinas o estacas, que son las más utilizadas. Los electrodos tipo varilla avalados por las normas son:

Acero galvanizado: Se admiten para terrenos no corrosivos, con recubrimiento de  $70 \mu m$ .

Acero inoxidable: Están avalados por las normas pero su costo los hace poco comerciales.

Bronce: Las normas los avalan si tienen como mínimo el 80% de cobre.

Cobre solido: Indudablemente son las de mayor vida útil, puesto que pueden pasar de los 30 años, su única debilidad radica en que al tratar de introducirlas a golpes se pueden deformar, no obstante, esto se suple con una herramienta adecuada.

Cooperweld: Es una marca registrada del proceso Solid Cladding que consiste en una fundición libre de oxígeno, para adhesión del cobre al acero mediante temperatura y presión. Hoy en día este proceso se emplea solamente en fabricación de alambres y cables.

Electrodepositadas (Copperbondedgroundrods o copper clad): Son varillas de acero con un recubrimiento de cobre por medio de un proceso de electrodeposición para este recubrimiento, la IEC 60364-5-54 exige mínimo  $100 \mu m$  y la UL 467 exige  $250 \mu m$ . También se fabrican otras de tres metales, acero recubierto de cinc y luego de cobre. [6]

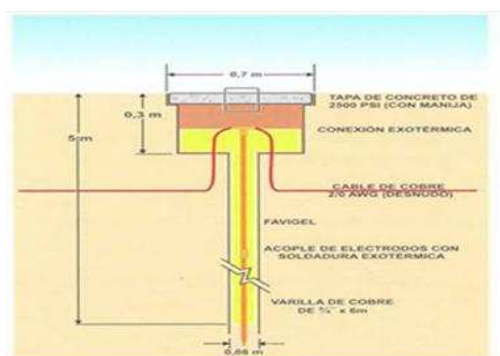


Figura 18 Disposición de electrodos profundos [6]





Para efectos del presente Reglamento serán de obligatorio cumplimiento que los electrodos de puesta a tierra, cumplan los siguientes requisitos, adoptados de las normas IEC 6036 4-5-54, BS 7430, AS 1768, UL 467, UNESA 6501F y NTC 2050:

Tipo de electrodo	Materiales	Dimensiones mínimas			
		Diámetro mm	Área mm <sup>2</sup>	Espesor mm	Recubrimiento μm
Varilla	Cobre	12.7			
	Acero inoxidable	10			
	Acero galvanizado en caliente	16			70
	Acero con recubrimiento	14			250
	Acero con recubrimiento total	15			2000
Tubo	Cobre	20		2	
	Acero inoxidable	25		2	
	Acero galvanizado en caliente	25		2	55
Fleje	Cobre		50	2	
	Acero inoxidable		90	3	
	Cobre cincado		50	2	40
Cable	Cobre o cobre estañado	1.8 para	25		
	Acero galvanizado en caliente	1.8 para	25		
Placa	Cobre		20000	1.5	
	Acero inoxidable		20000	6	

Tabla 6. Requisitos para electrodos de puesta a tierra. [23]

Para el cálculo de resistencia de puesta a tierra de un electrodo vertical profundo se sugiere aplicar la siguiente ecuación obtenida experimentalmente.

Ecuación 19. Resistencia de puesta a tierra de un electrodo vertical.

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left[ \ln \left[ \frac{4l}{D} \right] - 1 \right] [\Omega] \quad \text{Ecuación (19)}$$

Donde  $l$  = Longitud del electrodo esta dado en m.

### 3.5.2 Conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra

Este conductor une la puesta a tierra con el barraje principal de puesta a tierra y para baja tensión, se debe seleccionar con base en la Tabla 250-94 de la NTC 2050 o con la ecuación de la IEC 60364-5-54 Como material para el conductor del electrodo de puesta a tierra, además del cobre, se pueden utilizar otros materiales conductores o combinación de ellos, siempre que se garantice su protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra. [23]



El conductor a tierra para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe ser seleccionado con la siguiente formula, la cual fue adoptada de la norma ANSI/IEEE 80-2000.

Ecuación 20. Sección del conductor.

$$A_{mm^2} = \frac{IK_f \sqrt{t_c}}{1,9737} \quad \text{Ecuación (20)}$$

$A_{mm^2}$  = sección del conductor en  $mm^2$

$I$  = corriente de falla a tierra, suministrada por el O.R (rms en kA).

$K_f$  = es la constante de la tabla 7, para diferentes materiales y varios valores de  $T_m$

$T_m$  = es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor.

$t_c$  = tiempo de despeje de la falla a tierra.

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD (%)	$T_m$ (°C)	$K_f$
Cobre blando	100	1084	7
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica	97	1084	7,06
Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1084	14,64
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1084	14,64
Aluminio grado EC	61	657	12,12
Aleación de aluminio 5005	53,5	652	12,41
Aleación de aluminio 6201	52,5	654	12,47
Alambre de acero recubierto	20,3	657	17,2
Acero 1020	10,8	1510	15,9515,95
Varilla de acero recubierta con acero inoxidable	9,8	1400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado)	8,5	419	28,96
Acero inoxidable 304	2,4	1400	30,05

Tabla 7. Constantes de materiales. [23]

### 3.5.3 Barrajes equipotenciales.

Un barraje es una platina de cobre pre-taladrada, con dimensiones y separación de pernos y huecos. Debe ser dimensionado de acuerdo con los requisitos inmediatos de aplicación y teniendo en consideración futuros crecimientos, sus dimensiones mínimas son de 5mm de espesor x 50 mm de ancho y longitud variable.

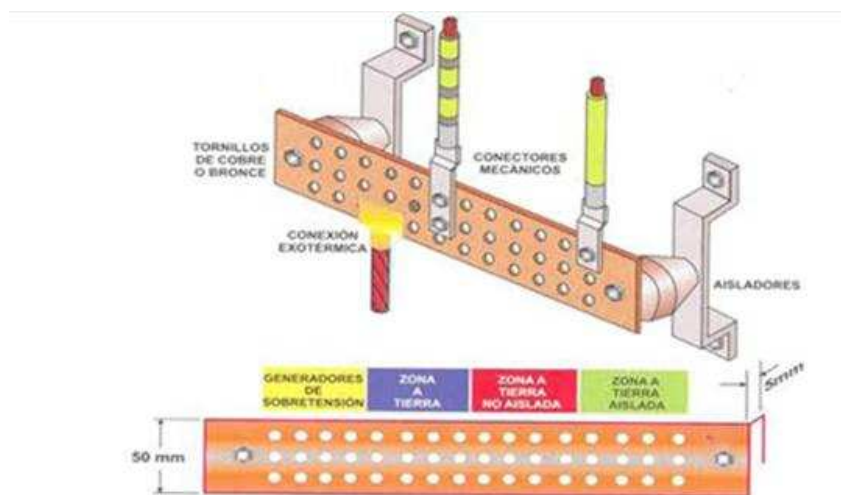


Figura 19 Barraje equipotencial y zonas de conexión[6]

Es preferible pero no imprescindible que sea recubierto de níquel, si no lo es, debe limpiarse antes de unir los conectores. Deben utilizarse conectores certificados de compresión de dos huecos o soldadura exotérmica y debe estar aislado de su soporte, se recomienda una separación de 50 mm. En caso de falla, un barraje puede soportar hasta  $150 \frac{A}{mm^2}$ .



Figura 20 Barraje equipotencial bandejas porta cables



Dimensiones		Area Efectiva (mm <sup>2</sup> )	Capacidad de corriente (A)	
Ancho	Espesor		Desnudo	Pintado
12	2	23.5	110	125
15	3	44.5	170	185
20	3	59.5	220	245
25	3	74.5	270	300
25	5	124	350	395
40	5	199	520	600
50	5	249	630	720
50	10	499	920	1030
80	5	399	970	1070
100	10	999	1700	1888

Tabla 8. Capacidad de corriente de barrajes. [6]

### 3.6 MEDICIONES DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Describiremos las diferentes mediciones realizadas a un sistema de puesta a tierra, para la medición de la resistividad del terreno explicaremos el método Wenner.

#### 3.6.1 Medición de la resistividad aparente del terreno

Quien no mida la resistividad de un terreno donde se va a construir una puesta a tierra, está realizando una práctica muy peligrosa de azar, es decir, puede que sirva o que no sirva. Como el suelo es otro de los componentes involucrados en una puesta a tierra, su medición se vuelve determinante para un diseño correcto.

Al margen de otras consideraciones, el instrumento de medida deberá ser de corriente alterna por las siguientes razones:

- La aplicación de corriente directa en el agua con sales disueltas podría dar lugar a fenómenos electrolíticos que confundirían los resultados.
- En el suelo a veces están presentes corrientes parásitas o vagabundas, particularmente en las inmediaciones de instalaciones de potencia, éstas podrían falsear la medida.

Empleando corriente alterna en la medida de una frecuencia algo mayor a la industrial, puede sintonizarse la respuesta del equipo de modo que resulte improbable la influencia externa. [6,7]

### 3.6.2 Método de Wenner.

Este método fue desarrollado por Frank Wenner y publicado en la Scientific Paper of the Bureau of Standards No. 258 de 11 de octubre de 1915 siendo el normalmente utilizado en la actualidad para la medida de la resistividad del terreno. El método establece el paso de corriente entre dos electrodos alineados en el suelo, y mide la tensión presente, debida a esta corriente en otros dos electrodos. Los cuatro electrodos son equidistantes con separación «a» y en línea recta.

La disposición habitual es con los dos electrodos de corriente en los extremos, como se indica en la figura 10. La resistencia medida resultante (R) permite determinar la resistividad ( $\rho$ ) buscada por la fórmula:  $\rho = 2 \pi a R$ . [7.1]

Otras disposiciones de los electrodos permiten obtener ( $\rho$ ) de acuerdo a la siguiente tabla:

CONFIGURACIÓN DE ELECTRODOS	FORMULA DE RESISTIVIDAD
C P P C	$P = 2 \pi a R$
P C C P	
C C P P	$P = 6 \pi a R$
P P C C	
C P C P	$P = 3 \pi a R$
P C P C	

Tabla 9. Configuración de electrodos. [7]

Estos electrodos deben ser colocados en línea recta a una misma distancia entre ellos, a, y a una misma profundidad, las mediciones dependerán de la distancia entre electrodos y del contacto de estos con la tierra.

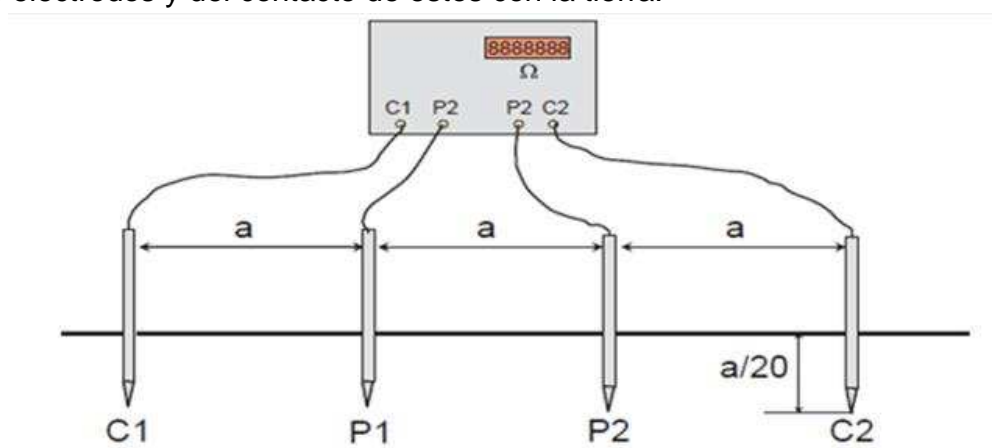


Figura 21 Disposición de electrodos [7]



El método consiste en inyectar una corriente conocida por los electrodos de prueba C1 y C2. Entre los electrodos de prueba P1 y P2 se mide la diferencia de potencial resultante de la inyección de corriente anterior. Con estos datos se puede calcular la resistencia y el valor de la resistividad del terreno, a una profundidad,  $b$ , será:

Ecuación 21. Resistividad del terreno.

$$\rho = 2\pi \times A \times R_{sib} \ll a \quad \text{Ecuación (21)}$$

Donde:

$\rho$  = resistividad promedio a la profundidad,  $b$ , (Ohm – Cm).

$\pi$  = Constante 3.1416

$a$  = Distancia entre electrodos (Cm)

$R$  = Resistencia medida por el Megger (Ohm).

Como los resultados de la medición son normalmente afectados por materiales metálicos enterrados, se recomienda realizar la medición varias veces cambiando el eje de los electrodos unos 90°. Cambiando la profundidad y distancia de los electrodos se puede tener un valor de resistividad más aproximado al real y con ello un mejor diseño del sistema de puesta a tierra a construir. [1]

### 3.6.2.1 Espaciamiento y dirección de las medidas método Wenner

La distancia entre el sistema de puesta a tierra y el electrodo de corriente, debe ser superior a 6 veces la mayor dimensión lineal del sistema de puesta a tierra bajo estudio. Esta distancia nunca debe ser inferior a 30 metros para un sólo electrodo o varilla, ni inferior a 100 metros en el caso de mallas de subestaciones. El electrodo de potencial (P) debe ser colocado al 62% entre el sistema de puesta a tierra y el electrodo de corriente (I).

Se debe realizar varias mediciones de RPT para diferentes ubicaciones del electrodo de potencial (P), sin mover el electrodo de corriente (C). Para comprobar la exactitud de los resultados y asegurar que el electrodo bajo prueba está fuera del área de influencia del de corriente, se deberá cambiar de posición el electrodo de potencial (P) un metro ó más hacia el electrodo de corriente (C). Luego se corre el electrodo de potencial un metro o más (respecto al punto inicial) hacia el sistema de puesta a tierra bajo estudio y se toma una tercera medida.

Si hay un cambio significativo en el valor de la resistencia (mayor al 10%) se debe incrementar la distancia entre el electrodo de corriente (C) y la puesta a tierra repitiendo el procedimiento anterior, hasta que el valor de resistencia medido se mantenga casi invariable.

Es aconsejable repetir el proceso de medición en una dirección distinta lo que aumenta la confiabilidad de los resultados.

### 3.6.2.2 Registro de mediciones

Se propone el siguiente formato para facilitar la recolección de los datos de campo, el cual aparece con un ejemplo real, de un suelo de color negro y húmedo, pero de alta resistividad, lo cual indica que el color no es referente para tomar la resistividad y la excesiva humedad puede ser indicio de que sea alta.

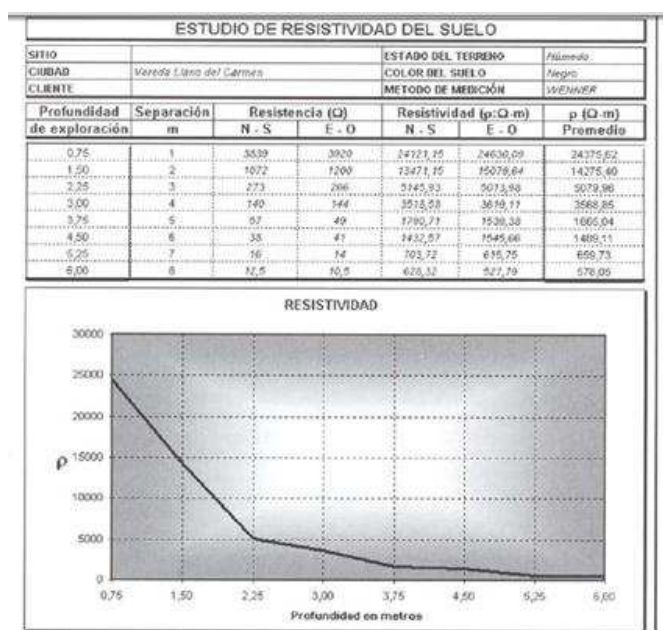


Figura 22 Formato de recolección de datos de campo [6]

### 3.6.3 Medición de las tensiones de paso y contacto

Según norma RETIE después de construida la puesta a tierra, se deben hacer comprobaciones y verificaciones precisas en el sitio y se efectúan los cambios necesarios que permiten alcanzar valores de tensión aplicada inferiores o iguales a los máximos admitidos. El montaje para medición debe aproximarse a la situación real. [23,6]

#### 3.6.3.1 Metodología medición de las tensiones de paso y de contacto.

Los sitios de medición deben tomarse al azar, tanto en la parte externa como interna y en tantos puntos como lo permita la instalación. Se da prioridad a los sitios cercanos a las mallas de cerramiento, pues en estos sitios perimetrales existe mayor probabilidad de tensiones altas, en especial los soportes metálicos

de los equipos, vallas metálicas de cerramiento, puertas metálicas de acceso, rejillas de ventilación accesible a personas y, en general, cualquier otro tipo de elemento que en un momento dado, pueda estar en contacto con las personas.

Los electrodos de medida para la simulación de los pies deben tener una superficie de 200  $\text{cm}^2$  cada uno con disco metálico de 16 cm de diámetro y un peso de 25 kg. El cuerpo humano se reemplaza por una resistencia de 1000  $\Omega$ .

Se emplean fuentes de alimentación adecuadas para simular la falla, de forma que la corriente inyectada sea suficientemente alta, a fin de evitar que las medidas no queden falseadas como consecuencia de corrientes espurias. Se procura que la intensidad inyectada sea del orden del 1% de la corriente para la cual ha sido dimensionada la instalación.

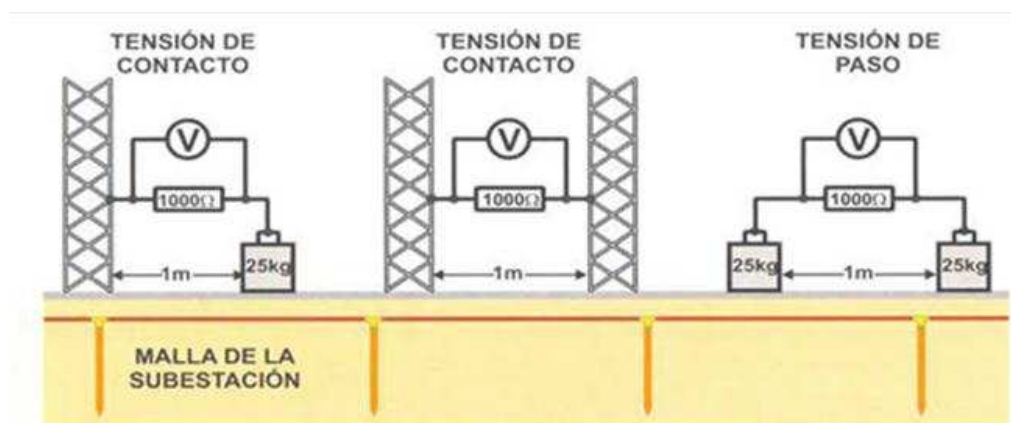


Figura23 Montajes para la medición de paso y contacto [6]

Para subestaciones de distribución, se puede tomar un circuito de baja tensión o una planta eléctrica. Pero lo más alejada posible de la instalación bajo prueba, de tal manera que se manejen corrientes del orden de los 5 A. esta inyección de corriente puede dejarse por largo tiempo mientras se toman todos los registros.

Para instalaciones nuevas, se recomienda efectuar las mediciones cuando ya esté montado todo el sistema de puesta a tierra y antes de proceder a la etapa de acabados asfálticos, de gravilla o cualquier otro tipo de pavimentación, con el fin de poder adoptar las medidas correctivas necesarias sin gran dificultad. [6,8]

### 3.6.3.2 Circuito de inyección de corriente.

La formación del circuito de inyección es uno de los aspectos más importantes a considerar a la hora de efectuar las medidas del sistema de tierras.



Las principales características que es necesario que reúna este circuito para que las medidas a realizar sean aceptables son:

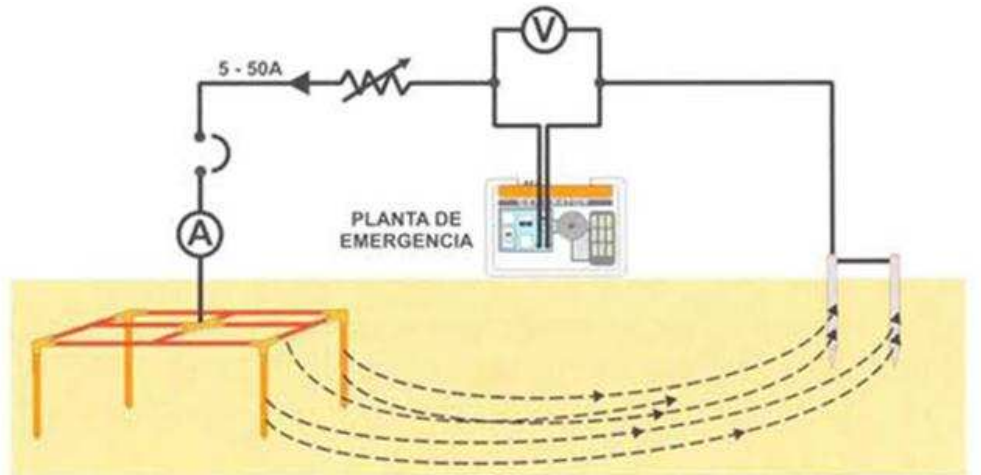


Figura 24 Montaje de inyección de corriente[6]

- Fijar un punto de inyección que se encuentre a una distancia de la malla enterrada de tierra de la instalación (ó del vallado exterior si este se encuentra conectado a la citada malla general) lo más alejada posible; Intentando llegar a 6,5 veces, la mayor diagonal de la instalación. El punto de inyección deberá ubicarse lo más alejado posible de las líneas A.T. que entren o salgan de la subestación o centro a medir para evitar distorsiones en las medidas.
- Las distancias entre la malla auxiliar de tierra y el punto de inyección puede acortarse cuando se encuentran entre estos dos puntos cambios bruscos del perfil, (lechos de ríos, cortes por carreteras, etc.)
- Disponer del equipo de inyección apropiado para el nivel de tensión manejado por la subestación.[8]



## **5. DELIMITACIÓN.**

### **5.1 DELIMITACION ESPACIAL**

El diseño del sistema de la malla de puesta a tierra, con los estudios y medidas de campo que este implica abarca, las locaciones antiguas de la Universidad de la Costa y los bloques nuevos (antigua EDT), con el fin de tener un solo sistema equipotencial.

### **5.2 DELIMITACION TEMPORAL**

El diseño se inicio en el mes de noviembre de 2011 y se concluirá en agosto de 2012, durante ese periodo se investigo, se recopilo toda la información requerida para realizar este documento, adicionalmente se realizaron mediciones en campo.

### **5.3 ALCANCES**

- Tomar las medidas de campo requeridas para el diseño.
- Diseño con los cálculos de un sistema de puesta a tierra normalizado
- Plano con la disposición física y trayectoria de la unificación de las subestaciones con el sistema de puesta a tierra propuesto.
- Recomendaciones de aplicación para el diseño del sistema de puesta a tierra en subestaciones.

### **5.4 LIMITACIONES**

- No se evaluará el estado físico de la mallas de las subestaciones.
- No se realizará rediseño de mallas existentes.
- No se evaluará el estado con respecto a tierra de las instalaciones eléctricas de cada bloque.



## 6 DISEÑO METODOLOGICO

El proyecto consiste básicamente en el diseño unificado de la malla a tierra de la Universidad de la Costa por lo tanto las actividades encaminadas para llevar a cabo son las siguientes:

### ETAPA I

Se realizará el levantamiento de la ubicación de las subestaciones eléctricas, puntos de alimentación desde el operador de red entre otros.

#### Levantamiento disposición física de la instalación

- Identificar puntos de conexión con el operador de red.
- Identificar ubicación de subestaciones existentes.
- Obtener datos del sistema, como transformadores, elementos de corte, gabinetes entre otros.
- Identificar tipo de carga
- Solicitar al operador de red la corriente de corto circuito monofásica.
- Registros fotográficos.

### ETAPA II

Se inicia con la identificación del posible sitio del sistema de puesta a tierra y de los elementos a utilizar.

#### Calculo diseño puesta a tierra

- Identificar posibles sitios de medida como zonas verdes, espacios poco transitables.
- Identificar tipo de suelo, profundidad, área.
- Realizar las mediciones con los materiales requeridos.
- Calcular diámetro del conductor.
- Calcular los valores tolerables de tensiones de paso y contacto.
- Obtener los registros fotográficos.

### ETAPA III

En esta etapa podemos concluir si nuestro diseño será conforme, seguro y cumple con los criterios de establecidos y normalizados.

#### Desarrollo diseño preliminar

- Análisis de datos de campo.
- Plantear los criterios básicos de la malla de puesta a tierra.
- Calcular la resistencia de la malla.
- Calcular la corriente de malla



- Evaluar el valor de las tensiones de paso y contacto, los cuales tienen que estar dentro de los parámetros de soportabilidad del ser humano.
- De acuerdo los cálculos realizados si las tensiones de paso y contacto se encuentran fuera de los límites tolerables, se tiene que replantear el diseño de la malla de puesta a tierra, lo cual se puede mejorar aumentando el número de electrodos, las cuadrículas y/o profundizando el enterramiento de la malla.

#### **ETAPA IV**

Se diligencia todos los planos de diseño con las medidas y especificaciones técnicas a ejecutar.

##### **Realización de plano con ubicación de la malla a tierra**

- Establecer la ubicación respecto a las medidas de resistividad realizadas y el área arrojada en el diseño.
- Identificación de los tableros principales y registros de cada bloque de la universidad.
- Medidas longitudinales desde cada tablero hasta la malla.
- Establecer los materiales de acuerdo al diseño.

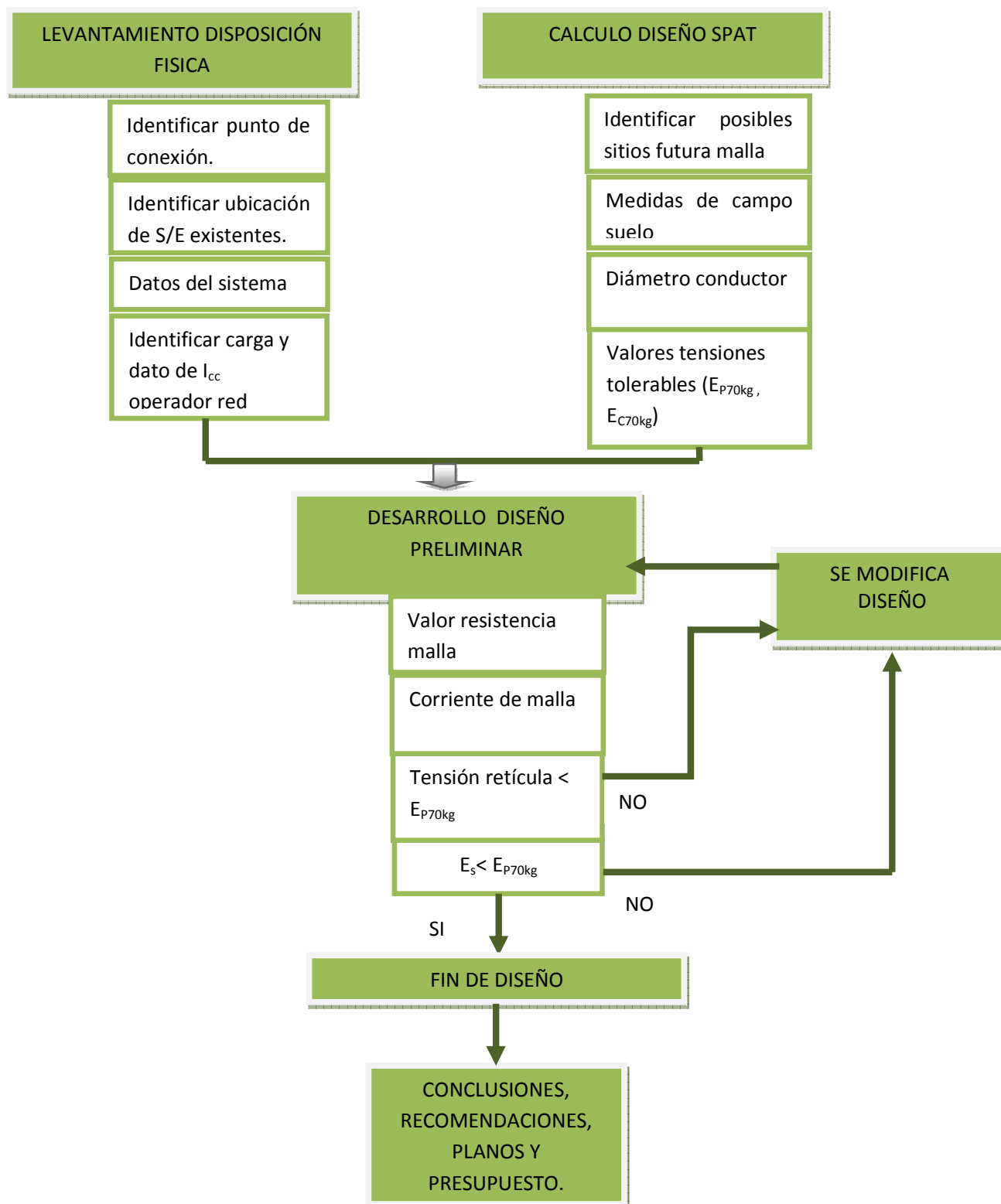
#### **ETAPA V**

Se describe las observaciones a tener presente en el diseño y realización del sistema de puesta a tierra para subestaciones eléctricas y de uso final.

##### **Conclusiones y recomendaciones para el diseño final.**

- Se procede con un presupuesto estimado.
- Se define las recomendaciones a considerar.
- Elaboración de planos.
- Establecer los materiales de acuerdo al diseño.

En la figura se observa el flujograma correspondiente al diseño de la malla a tierra unificada de la Universidad de la Costa:



## 7 DESARROLLO DEL PROYECTO

### 7.1 PRELIMINAR MEDIDA DE RESISTIVIDAD Y TIPO DE SUELO.

Durante el recorrido en la Universidad de la Costa después de observar y analizar locaciones se identificaron dos posibles áreas donde realizar las medidas de resistividad. Estas se consideraron por el tipo de terreno y la ubicación respecto a las subestaciones y bloques existentes con sus respectivos tableros:



Figura 25 Zona 1, propuesta



Figura 26 Zona 2, propuesta

Ambas áreas se encuentran ubicadas en las nuevas instalaciones de la universidad (antigua EDT). Como se observa en la figura 26 el área 1 es de difícil acceso y para una futura construcción de la malla a tierra esta no sería la apropiada en cuestiones de longitud. Por otro lado el área 2 es mucho más grande y está ubicada al lado del laboratorio de fuentes renovables y para una futura construcción de la malla el espacio sería bastante amplio.

Por tanto las medidas de resistividad se realizaron en el área 2 cuya longitud es de 20 metros de largo por 7 metros de ancho. El tipo de suelo es arena arcillosa y en partes cubierta de césped.

#### 7.1.1 Valores de la resistividad obtenida.

Para la medición de la resistividad se utilizaron los siguientes equipos:

- Teluometro metrel referencia M12088
- Flexómetro
- 4 electrodos de 30 cm cada uno.
- Caimanes
- 4 rollos de cable No 12 de distintos colores (negro, rojo, azul, verde)



**Figura 27 Medición terreno**

Los valores obtenidos o medidos en el área propuesta para la malla de puesta a tierra son:

Mediciones de resistividad ( $\Omega \cdot m$ )					
No de eje	distancia (a) separación entre electrodos (m)				
	1	2	3	4	5
1	182.5	124.8	104.4	87.3	63.8
2	160.1	63.9			

**Tabla 10 Mediciones del terreno**

En las figuras 29 y 30 presenta los registros de las mediciones realizadas en el terreno.



**Figura 28 Valor resistividad medido**



**Figura 29 Puntos de medición**

Como se puede observar en la grafica el eje B solo cuenta con dos medidas de resistividad esto se da porque el ancho del sitio solo mide 7 metros.

También se puede notar que los valores de las medidas van decreciendo conforme aumentamos la distancia (a) entre electrodos lo que indica que dichos valores registran un comportamiento lineal.

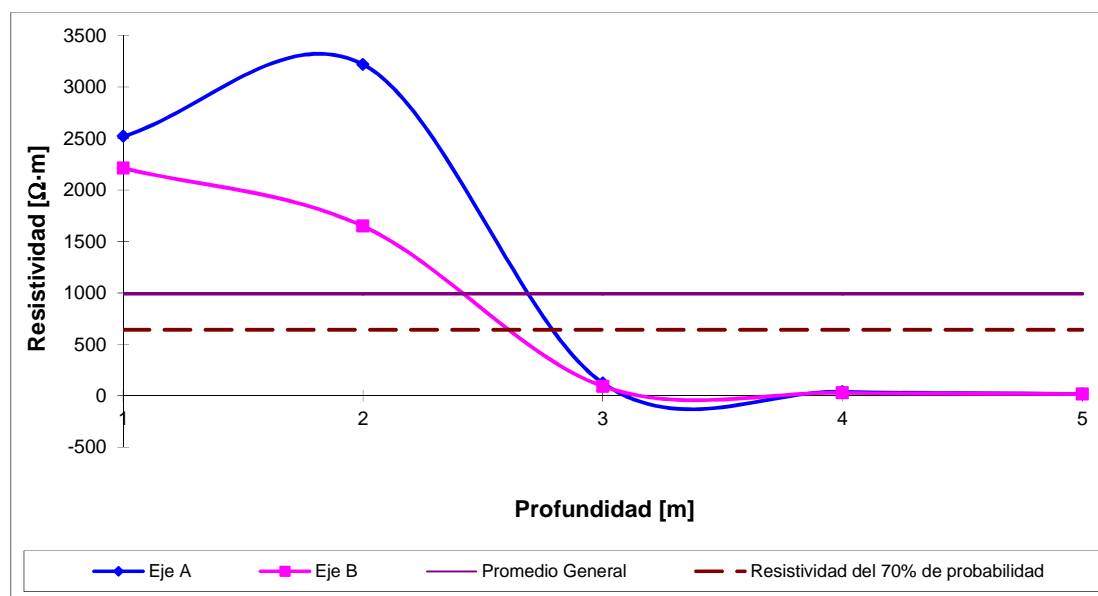


Figura 30 Grafica resistividad terreno

Como los valores registrados tienen un comportamiento lineal solo basta con promediarlos y obtener un valor único. Si no hubieran sido lineales el rango de valores habría sido necesario la utilización de otros métodos como el Box Cox que transforma variables con un 70 % de probabilidad y así obtener un valor único.

Por tanto promediando los valores obtenidos el valor de la resistividad aparente es el siguiente:

Mediciones de resistividad (Ω.metro)						Promedio
No de eje	distancia (a) separación entre electrodos (mt)					
	1	2	3	4	5	
1	182,5	124,8	104,4	87,3	63,8	112,56
2	160,1	63,9				112
Total						112,28

Tabla 11 Resultado mediciones del terreno

El valor de la resistividad es 112,28  $\Omega$ .m.





## **7.2 CONSIDERACIONES DEL DISEÑO DE PUESTA A TIERRA**

Con este cálculo especificaremos los criterios básicos para el diseño de la malla de puesta a tierra en la subestación de la Universidad de la Costa, lo cual se pueda garantizar que los potenciales a los que podrán estar sometidas las personas en las subestaciones, sean inferiores a los umbrales máximos soportados por el ser humano.

### **7.2.1 Descripción de la memoria de cálculo**

El alcance de la memoria de cálculo es establecer el procedimiento para realizar el diseño del sistema de puesta a tierra de la Universidad de la Costa y aplicable a una subestación eléctrica de media tensión:

- Recolectar datos existentes, tipo de carga
- Determinar la máxima corriente de falla a tierra
- Identificar las características del suelo, como su resistividad
- Plantear los criterios básicos de la malla de puesta a tierra
- Especificar el área a cubrir y el diámetro del conductor que pueda soportar la corriente de corto circuito.
- Determinar un diseño preliminar
- Calcular la resistencia de puesta a tierra
- Determinar el tiempo máximo de despeje de la falla
- Calcular la máxima corriente que circula por la malla de puesta a tierra
- Calcular las tensiones de paso, contacto tolerables
- Evaluar el valor de las tensiones de paso y contacto, los cuales tienen que estar dentro de los parámetros de soportabilidad del ser humano.
- Calcular la máxima tensión de la malla de puesta a tierra el GPR
- De acuerdo los cálculos realizados las tensiones de paso y contacto se encuentran fuera de los límites tolerables, se tiene que replantear el diseño de la malla de puesta a tierra, lo cual se puede mejorar aumentando el número de electrodos, disminuyendo las cuadrículas y/o profundizando el enterramiento de la malla.

### **7.2.2 Requisito del diseño**

La memoria de cálculo establece el procedimiento para realizar el diseño del sistema de puesta a tierra de la Universidad de la Costa.

Los parámetros que se definirán como datos de entrada son:

- Largo (L1), ancho (L2) y área de la malla (AM).
- Resistividad del terreno ( $\rho$ ).



- Resistividad superficial de la gravilla ( $\rho_s$ ).
- Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ).
- Tiempo máximo de duración de la corriente de falla ( $t_c$ ).
- Espesor de la capa de gravilla de la subestación ( $h_s$ ).
- Tipo de uniones: soldadura exotérmica.
- Temperatura ambiente ( $T_a$ ).

Desarrollo del diseño, los datos requeridos son[9]:

- Resistividad del terreno ( $\rho = 112,1 \Omega m$ ).
- Resistividad superficial de la gravilla ( $\rho_s = 3000 \Omega m$ ).
- Corriente de cortocircuito ( $I_{cc} = 4,11 \text{ kA}$ ).
- Largo ( $L1 = 10 \text{ m}$ ), ancho ( $L2 = 7 \text{ m}$ ) y área de la malla ( $AM = 70 \text{ m}^2$ ).
- Tiempo máximo de duración de la corriente de falla ( $t_c = 0,5 \text{ s}$ ).
- Espesor de la capa de gravilla de la subestación ( $h_s = 0,1 \text{ m}$ ).
- Tipo de uniones: soldadura exotérmica.
- Temperatura ambiente ( $T_a = 40 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

### 7.2.3 Selección del conductor

Para determinar el área de sección transversal del conductor se utiliza la siguiente fórmula[9]:

$$I_{cc} = A \sqrt{\left( \frac{TCAP * 10^{-4}}{t_c * \alpha_r * \rho_r} \right) * \ln \left( \frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right)}$$

$$A = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\left( \frac{TCAP * 10^{-4}}{t_c * \alpha_r * \rho_r} \right) * \ln \left( \frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right)}}$$

- A: Sección del conductor,  $\text{mm}^2$ .  
 $I_{cc}$ : Corriente de cortocircuito, 4,11 kA.  
 $T_m$ : Temperatura máxima permisible en los núcleos de la malla,  $^\circ\text{C}$ .  
 $T_a$ : Temperatura ambiente, 40  $^\circ\text{C}$ .  
 $T_r$ : Temperatura de referencia para la constante del material,  $^\circ\text{C}$ .  
 $\alpha_r$ : Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia ( $T_r$ ),  $^\circ\text{C}^{-1}$ .  
 $\rho_r$ : Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia ( $T_r$ ),  $\mu\Omega\text{cm}$ .  
 $K_0$ :  $1/\alpha_0$  ó  $(1/\alpha_r) - T_r$ ,  $^\circ\text{C}$ .  
 $t_c$ : Tiempo máximo de duración de la corriente de falla, 0,5 s.



TCAP: Factor de capacidad térmica, J/cm<sup>3</sup>°C.

Características de algunos materiales utilizados según la norma IEEE Std 80-2000. Constantes del Cobre con temperatura de referencia T<sub>r</sub> = 20 °C

Descripción	Conductividad [%]	alfa r (a 20°C)	Ko (1/ao)	Temp. fusión [°C]	ro r [micro ohm/cm]	TCAP [J/cm <sup>3</sup> °C]
Alambre de cobre blando recocido	100	0,00393	234	1083	1,7241	3,422
Alambre de cobre duro comercial	97	0,00381	242	1084	1,7774	3,422
Alambre de acero recubierto de cobre	40	0,00378	245	1084/1300	4,397	3,846
Alambre de acero recubierto de cobre	30	0,00378	245	1084/1300	5,862	3,846
Alambre de aluminio EC comercial	61	0,00403	228	657	2,862	2,556
Alambre de aleación de aluminio 5005	53,5	0,00353	263	660	3,2226	2,598
Alambre de aleación de aluminio 6201	52,5	0,00347	268	660	3,284	2,598
Alambre de acero recubierto de aluminio	20,3	0,0036	258	660/1300	8,4805	2,67
Acero galvanizado	8,5	0,0032	293	419/1300	20,1	3,931
Acero inoxidable 304	2,4	0,0013	749	1400	72	4,032

Tabla 12 Características de materiales Resultado mediciones del terreno [6]

En el diseño del sistema de puesta a tierra de la Universidad de la Costa se empleará el cobre recocido:

$$A = \frac{4,11}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{0,5 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \cdot \ln\left(\frac{234 + 1083}{234 + 40}\right)}} = 10,31 \text{ mm}^2$$

I<sub>cc</sub>= 4,11 kA.

T<sub>m</sub>= 1083 °C.

T<sub>a</sub>= 40 °C.

α<sub>r</sub>= 0,00393 °C<sup>-1</sup>.

ρ<sub>r</sub>= 1,72 μΩcm.

K<sub>0</sub>= 234 °C.

t<sub>c</sub>= 0,5 s.

T<sub>CAP</sub>= 3,42 J/cm<sup>3</sup>°C.

El área 10,31 mm<sup>2</sup>, corresponde a un conductor de calibre menor al 6 AWG.

El siguiente cuadro es tomado de la norma NTC2050, sección 250-94.



Sección del mayor conductor de entrada a la acometida o sección equivalente de conductores en paralelo.		Sección del conductor al electrodo de tierra.	
Cobre	Aluminio revestido de cobre	Cobre	Aluminio revestido de cobre
2 o menos	1/0 o menos	8	6
1 o 1/0	2/0 o 3/0	6	4
2/0 o 3/0	4/0 o 250 Kcmils a 500 Kcmils	4	2
Más de 3/0 a 350 kcmils	Más de 250 Kcmils a 500 Kcmils	2	1/0
Más de 350 kcmils a 600 Kcmils	Más de 500 Kcmils a 900 Kcmils	1/0	3/0
Más de 600 Kcmils a 1100 Kcmils	Más de 900 Kcmils a 1750 Kcmils	2/0	4/0
Más de 1100 Kcmils	Más de 1750 Kcmils	3/0	250 Kcmils

**Tabla 13 Secciones conductores [24]**

Seleccionamos un conductor de calibre 4/0 AWG de cobre desnudo, para que soporte holgadamente los esfuerzos mecánicos de una falla donde la protección no opere satisfactoriamente y para que no obstante los efectos de corrosión, siempre exista una buena tierra.

#### 7.2.4 Tensiones de paso y contacto

Se calcula las tensiones teniendo en cuenta las corrientes máximas tolerables por el cuerpo humano y el circuito equivalente que forma el cuerpo humano cuando está de pie o toca un objeto metálico, para una persona de 70 kg de peso [9]:

- **Tensión de paso tolerable por el cuerpo humano**

$$Ep_{70} = \frac{[1000 + 6 * C_s * \rho_s]}{\sqrt{t_c}} * 0,157$$

$Ep_{70}$ : Tensión de paso tolerable a un cuerpo de 70 kg, V.

$\rho_s$ : Resistividad superficial de la gravilla, 3000  $\Omega m$ .

$\rho$ : Resistividad del terreno, 112,28  $\Omega m$ .

$t_c$ : Tiempo máximo de duración de la corriente de falla, 0,5 s.

$C_s$ : Factor de reducción.

Factor de reducción  $C_s$ :

$$C_s = 1 - \frac{0,09 * (1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2 * h_s + 0,09}$$

$h_s$ : Espesor de la capa de gravilla de la subestación, 0,1 m.

$\rho_s$ : Resistividad superficial de la gravilla, 3000  $\Omega m$ .



$\rho$ : Resistividad del terreno,  $112,28\Omega\text{m}$ .

Factor de reducción  $C_s$ :

$$C_s = 1 - \frac{0,09 * (1 - \frac{112,1}{3000})}{2 * 0,1 + 0,09} = 0,70$$

$$C_s = 0,70$$

Entonces la tensión de paso tolerable será:

$$Ep_{70} = \frac{[1000 + 6 * 0,70 * 3000]}{\sqrt{0,5}} * 0,157 = 3025\text{V}$$

$$Ep_{70} = 3025\text{V}$$

- **Tensión de contacto tolerable por el cuerpo humano**

$$Ec_{70} = \frac{[1000 + 1,5 * C_s * \rho_s]}{\sqrt{t_c}} * 0,157$$

$Ec_{70}$ : Tensión de contacto tolerable a un cuerpo de 70 kg, V.

$\rho_s$ : Resistividad superficial de la gravilla,  $3000\Omega\text{m}$ .

$C_s$ : Factor de reducción, 0,70.

$t_c$ : Tiempo máximo de duración de la corriente de falla, 0,5 s.

La tensión de contacto tolerable es:

$$Ec_{70} = \frac{[1000 + 1,5 * 0,70 * 3000]}{\sqrt{0,5}} * 0,157 = 923\text{V}$$

$$Ec_{70} = 923\text{V}$$

### 7.2.5 Diseño preliminar

Procederemos a calcular los valores esperados de nuestro diseño del sistema de puesta a tierra, definiremos los criterios básicos del diseño de la malla, el espaciamiento entre conductores de la malla, número de electrodos, cantidad



de conductores y profundidad de enterramiento de la malla, con la longitud del conductor y de los electrodos obtenemos la longitud total del sistema de puesta a tierra. El área del diseño del sistema de puesta a tierra de la Universidad es 70 m<sup>2</sup>.

- Espaciamiento entre los conductores de la malla: 2,5 m.
- Profundidad de enterramiento: 0,5 m.
- Numero de varillas: 4.
- Longitud de la varilla enterrada ( $L_r = 2,4$  m).

Datos de  $L_C$  y  $L_R$ :

$$L_C = 10 * 4 + 7 * 5 = 75 \text{ m}$$

$$L_R = 2,4 * 4 = 9,6 \text{ m}$$

Longitud total efectiva de la malla de puesta a tierra es:

$$L = L_C + L_R$$

$$L = 75 + 9,6 = 84,6 \text{ m}$$

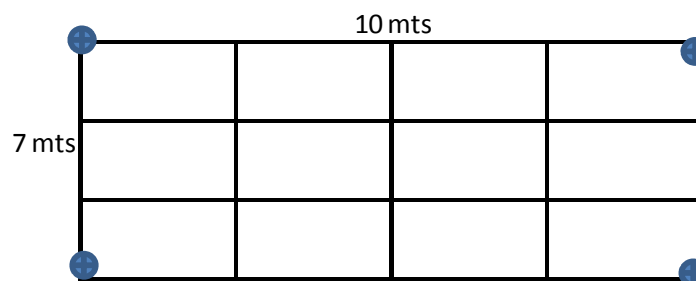


Figura 31 Dimensión malla puesta tierra

Resistencia de la malla de puesta a tierra, el cual aplica para mallas enterradas a una profundidad de 0,25 m a 2,5 m.

$$R_m = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}}$$

$$R_m = \rho * \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 * A_M}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{20 / A_M}} \right) \right]$$



- $R_m$ : Resistencia de la malla de puesta a tierra  
L: Longitud total efectiva del sistema incluyendo la malla y los electrodos, 84,6 m.  
 $A_m$ : Área de la malla, 70 m<sup>2</sup>.  
h: Profundidad inicial de enterramiento de la malla de puesta a tierra, 0,5 m.  
 $\rho$ : Resistividad del terreno, 112,1  $\Omega$ m.

$$R_m = 112,1 * \left[ \frac{1}{84,6} + \frac{1}{\sqrt{20 * 70}} \left( 1 + \frac{1}{1 + 0,5 * \sqrt{20 / 70}} \right) \right] = 6,69 \Omega$$

$$R_m = 6,69 \Omega$$

La resistencia de la malla de puesta a tierra de la subestación es de 6,69  $\Omega$ , el valor es aceptable y cumple con el valor estipulado por el RETIE que es de máximo 10  $\Omega$  para subestación de nivel 13,8 kV.

Si el valor de la resistencia de la malla,  $R_m$  hubiera dado por encima de 10  $\Omega$ , se tendría que reevaluar los datos de la malla como el espaciamiento, número de varillas ó área de la malla serán nuevamente seleccionados hasta obtener la resistencia de la malla permitido.

Relacionamos los valores de corrientes de cortocircuito dado por la base de datos de ELECTRICARIBE en el punto de conexión de la carga total de 1.110 kVA:

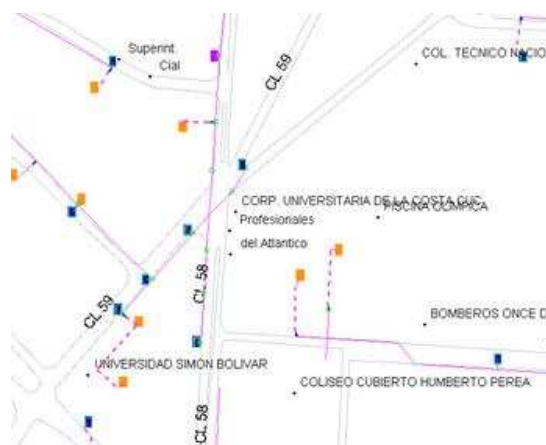


Figura 32 Ubicación punto conexión BDI Operador red

Monofásico	
$S_{cc}$ (MVA)	32,743
$I_{cc}$ (kA)	4,110
$R_0$ (Ohm)	0,666
$X_0$ (Ohm)	3,991

Tabla 14 Corriente corto circuito operador de red

Se selecciona la máxima corriente de falla y se determina por medio de cálculos, el factor de división de corrientes,  $S_f$ , el cual es el porcentaje de corriente de falla total en la malla.

$S_f$  se determina siguiendo cualquiera de los métodos recomendados por la norma ANSI - IEEE Std. 80-2000.

El factor de división de corrientes  $S_f$  es determinado por el método gráfico, en el cual se tienen en cuenta la cantidad de líneas de transmisión y distribución según la grafica y la resistencia de malla calculada es 6,69  $\Omega$ .

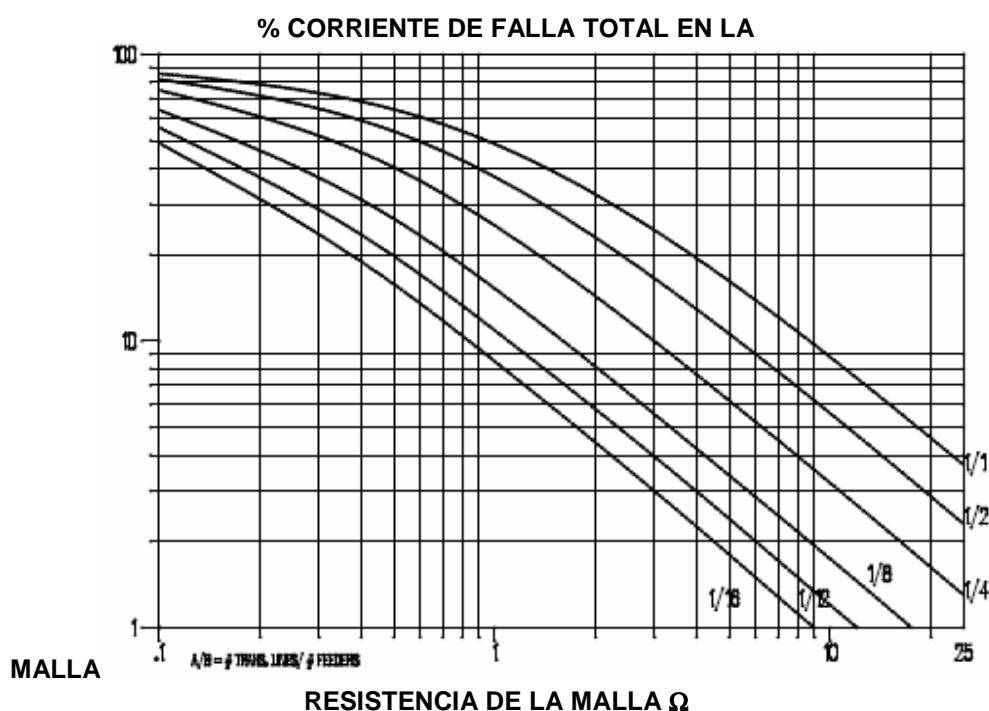


Figura 33 Curva aproximación factor divisor de la corriente de falla  $S_f$





La máxima corriente de falla de 4,11 kA y el factor de división de corrientes a utilizar es 2% calculado de acuerdo a la figura C.1 de la norma IEEE Std80 – 2000, página 152, por tanto la máxima corriente que disipará la malla será:

$$I_m = I_{cc} * S_f$$

$$I_m = 4110 * 0,02 = 82,2 \text{ A}$$

$$I_m = 82,2 \text{ A}$$

### 7.2.6 GPR

El GPR es la máxima tensión de la malla relativa a la tierra remota, y se calcula de la siguiente forma[9]:

$$GPR = I_m * R_m$$

$I_m$ : Máxima corriente de falla calculada, que fluye entre la malla de tierra y la tierra alrededor, 82,2 A.

$R_m$ : Resistencia de la malla de puesta a tierra, 6,69  $\Omega$ .

$$GPR = 82,2 * 6,69 = 550,40 \text{ V}$$

Como el valor del GPR (550,40 V) es menor que el valor de la tensión de contacto,  $E_{c_{70}}$  (923 V) entonces se procede a realizar los cálculos de la tensión de retícula.

### 7.2.7 Tensión de retícula

$$E_m = \frac{\rho * K_m * K_i * I_m}{L_M}$$

$K_m$ : Factor de espaciamento para la tensión de malla.

$K_i$ : Factor de corrección por geometría de la malla.

$\rho$ : Resistividad del terreno, 112,28  $\Omega\text{m}$ .

$I_m$ : Máxima corriente de falla que fluye entre la malla de tierra y la tierra alrededor, 82,2 A.

$L_M$ : Longitud efectiva de conductor de la malla de tierra (cable y varillas enterradas).

Los factores  $K_i$  y  $K_m$  de la ecuación se obtienen de la siguiente forma[9]:



$$K_i = 0,644 + 0,148 * n$$

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left( \frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right) \right]$$

D: Espaciamiento entre los conductores de la malla, 2,5 m.

n: Número de conductores efectivos en paralelo en una malla rectangular o irregular

d: Diámetro del conductor, 0,011 m.

h: Profundidad inicial de enterramiento de la malla de puesta a tierra, 0,5 m.

$K_{ii} = 1$  para mallas con varillas en el perímetro o en las esquinas.

$K_{ii} = \frac{1}{(2 * n)^{2/n}}$  para mallas sin varillas en el perímetro o en las esquinas, pudiendo tener algunas en la parte central.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}, \quad h_0 = 1 \text{ m (referencia de profundidad de la malla).}$$

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d$$

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p}$$

$$n_b = 1 \text{ para mallas cuadradas, } n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A_M}}}$$

$$n_c = 1 \text{ para mallas cuadradas y rectangulares, } n_c = \left[ \frac{L_x * L_y}{A_M} \right]^{\frac{0,7 * A_M}{L_x * L_y}}$$

$$n_d = 1 \text{ para mallas cuadradas, rectangulares y disposición en L, } n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$



$L_c$ : Longitud total de cable de la malla, 75 m.  
 $L_p$ : Longitud del perímetro de la malla, 34 m.  
 $D_m$ : Máxima distancia entre dos puntos de la malla, m.  
 $L_x$ : Máxima longitud de la malla en el eje X, 7 m.  
 $L_y$ : Máxima longitud de la malla en el eje Y, 10 m.  
 $A_M$ : Área de la malla, 70 m<sup>2</sup>.

La longitud efectiva de cable y varillas enterradas para la tensión de retícula para mallas con varillas en las esquinas o en el perímetro, está dada por la siguiente ecuación[9]:

$$L_M = L_c + [1,55 + 1,22 * (\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}})] * L_R$$

$L_c$ : Longitud total de cable, 75 m.  
 $L_r$ : Longitud de la varilla enterrada, 2,4 m.  
 $L_x$ : Máxima longitud de la malla en el eje X, 7 m.  
 $L_y$ : Máxima longitud de la malla en el eje Y, 10 m.  
 $L_R$ : Longitud total de los electrodos enterradas, 9,6 m.

Primero hay que realizar los siguientes cálculos para obtener los datos la tensión de retícula.

- Número de conductores efectivos en paralelo en una malla rectangular o irregular,  $n$ [9]:

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d$$

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p} = \frac{2 * 75}{34} = 4,41$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A_M}}} = \sqrt{\frac{34}{4 * \sqrt{70}}} = 1,007$$

$$n_c = 1$$



$$n_d = 1$$

$$n = 4,41 * 1,007 * 1 * 1 = 4,44$$

- Factor de corrección por geometría de la malla,  $K_i$ :

$$K_i = 0,644 + 0,148 * n$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 * 4,44 = 1,30$$

- Longitud efectiva del conductor de la malla de tierra para tensión de retícula (cable y varillas enterradas),  $L_M$ .

$$L_M = L_c + \left[ 1,55 + 1,22 * \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] * L_R = 70 + \left[ 1,55 + 1,22 * \left( \frac{2,4}{\sqrt{25^2 + 10^2}} \right) \right] * 9,6 = 92,18$$

- Factor de espaciamento para la tensión de malla,  $K_m$ .

$K_{ii} = 1$ , para mallas con varillas en el perímetro o en las esquinas.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0,5}{1}} = 1,22$$

$h$  = Profundidad inicial de enterramiento de la malla de puesta a tierra, 0,5 m.

$h_0$  = 1m (referencia de profundidad de la malla).

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left( \frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} \left[ \ln \left( \frac{2,5^2}{16 * 0,5 * 0,011} + \frac{(2,5 + 2 * 0,5)^2}{8 * 2,5 * 0,011} - \frac{0,5}{4 * 0,011} \right) + \frac{1}{1,22} * \ln \left( \frac{8}{\pi * (2 * 4,44 - 1)} \right) \right] = 0,57$$



Con los anteriores valores calculados se determina la tensión de retícula:

$$E_m = \frac{\rho * K_m * K_i * I_m}{L_M} = \frac{112,28 * 0,57 * 1,30 * 82,2}{92,18} = 75,25 \text{ V}$$

$$E_m = 75,25 \text{ V}$$

La tensión de retícula estimada,  $E_m$  está por debajo de los valores tolerables de tensión de contacto (923 V), entonces se procede a calcular la tensión de paso estimada ó esperada.

### 7.2.8 Tensión de paso, $E_s$

Para el cálculo de la tensión de paso esperada ó estimada se utiliza la siguiente formula[9]:

$$E_m = \frac{\rho * I_m * K_s * K_i}{0,75 * L_C + 0,85 * L_R}$$

$E_s$ : Tensión de paso esperada.

$K_s$ : Factor de geometría.

$L_C$ : Longitud total de cable de la malla, 75 m.

$L_R$ : Longitud total de los electrodos enterrados, 9,6 m.

$K_i$ : Factor de corrección por geometría de la malla, 1,30.

$\rho$ : Resistividad del terreno, 112,28  $\Omega\text{m}$ .

$I_m$ : Máxima corriente de falla que fluye entre la malla de tierra y la tierra alrededor, 82,2 A.

El valor de  $K_s$  se calcula de la siguiente forma:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

D: Espaciamiento entre los conductores de la malla, 2,5 m.

h: Profundidad inicial de enterramiento de la malla de puesta a tierra, 0,5 m.

n: Número de conductores efectivos en paralelo, 4,44.

Para calcular la tensión de paso se halla previamente el valor de  $K_s$ .

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 * 0,5} + \frac{1}{2,5 + 0,5} + \frac{1}{2,5} * (1 - 0,5^{1,68-2}) \right] = 0,52$$



La tensión de paso estimada será:

$$E_s = \frac{\rho * I.m * K_s * K_i}{0,75 * L_C + 0,85 * L_R} = \frac{112,28 * 82,2 * 0,52 * 1,30}{0,75 * 75 + 0,85 * 9,6} = 98,58 V$$

$$E_s = 98,58 V$$

La tensión de paso estimada,  $E_s(98,58 V)$  está por debajo de los valores máximos tolerables de tensión de paso  $E_{p70kg}(3025 V)$ , de acuerdo lo anterior el diseño de la malla de puesta a tierra cumple con los requisitos estipulados en la norma IEEE Std 80-2000, por lo tanto se puede iniciar el proceso de construcción aplicando los procedimientos y recomendaciones del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas y este trabajo de grado.



## 8 RECOMENDACIONES.

Especificaremos las recomendaciones que se tiene que tener presente en el momento de las mediciones de un sistema de puesta a tierra, la conexión a los equipos de potencia, de descarga atmosférica y en el cálculo y análisis del diseño de una malla de puesta a tierra.

### 8.1 ETAPA DE MEDICIONES

- Las medidas las tiene que realizar un personal calificado para esta actividad.
- No debe utilizar prendas tales como anillos, cadenas, relojes, etc.
- Tiene que tener los elementos de protección personal como guantes aislados y calzados con suela dieléctrica. Adicionalmente se deben conocer los requisitos de seguridad establecidos en la OSHA 1910.269.
- Aplicación y/o conocer de las cinco reglas de oro.
- Identificar y conocer las características técnicas de los equipos
- Identificación de la operación de los equipos tanto en campo como en los planos.
- Conocer la distribución física y descripción de los sistemas de protección, control, medida y servicios auxiliares.
- Conocer las distancias de seguridad para trabajos en áreas energizadas.
- Durante la medida se tiene que considerar la presencia de un potencial peligroso entre la malla de puesta a tierra y la tierra remota, debido que se puede presentar una falla en el sistema de potencia e involucra la malla de puesta a tierra de la subestación.
- No deben ser realizadas mediciones en condiciones atmosféricas adversas.
- Estando la subestación ó el sistema energizado no se puede desconectar la puesta a tierra de ninguno de los equipos.
- Antes de proceder a la medición, debe medirse la tensión originada por corrientes espurias. Si supera los 30 Voltios, no debe medirse la resistencia y debe localizarse la falla.
- Bajo ninguna circunstancia se deben tener las dos manos o partes del cuerpo humano, dispuestas de forma que completen o cierren el circuito entre puntos de posible alta diferencia de potencia
- Se debe procurar que alrededor del electrodo de corriente no haya curiosos ni animales durante la medida.
- Se tiene que tener en cuenta las recomendaciones dadas por el fabricante del equipo y el equipo adecuado para la medición.
- Se tiene que aplicar las técnicas establecidas en la norma IEEE 81.2.8.2.



- Los electrodos y placas tienen que estar bien limpios y exentos de óxido para para posibilitar el contacto con el suelo.
- Los electrodos de tensión y corriente deben estar firmemente clavados en el suelo y tener un buen contacto con tierra.
- Se recomienda realizar las medidas en días de suelo seco, para obtener el mayor valor de resistencia de puesta a tierra de la instalación.
- Desconectar todos los componentes del sistema de puesta a tierra en estudio.
- La puesta a tierra bajo estudio y los electrodos de prueba deben estar en línea recta.

Uno de los objetivos de la medición es establecer la localización de la tierra remota, tanto para los electrodos de potencial como de corriente; Por tanto, las conexiones de estos electrodos deben ser tratadas como una fuente de posible potencial entre los cables de conexión y cualquier punto sobre la malla. Es importante tener precauciones en la manipulación de todas las conexiones.

La medición de resistencia de puesta a tierra en Descargadores de Sobretensión (DPS), es de especial cuidado, puesto que pueden aparecer, en el momento de la medida, corrientes extremadamente altas, de corta duración, debido a descargas eléctricas atmosféricas, por el funcionamiento propio del DPS. En un DPS aislado y puesto a tierra, la bajante o conductor de puesta a tierra nunca debe ser desconectada para realizar la medición, porque la base del DPS puede estar al potencial de la línea. La medición debe ser realizada una vez se tengan todas las precauciones de rigor.

## **8.2 ETAPA DE DISEÑO**

- El diseño se tiene que calcular para la situación mas critica.
- Se recomienda conectar directamente los equipos como transformadores de potencia, equipos de corte, seccionamiento y descargadores de sobre tensión con conductor del mismo diámetro de la cuadrícula o mayor, debido que al momento de una falla ese punto es el que tiene el mayor impacto.
- Todos los neutros de los transformadores, descargadores de sobretensión, cables de guarda, cuchillas de puesta a tierra, carcasas de equipos y estructuras metálicas no energizadas tiene que conectarse directamente a la malla de puesta a tierra.
- Elementos metálicos que no formen parte de la instalación eléctrica no deben incluirse como conductores de tierra, esto no excluye su puesta a tierra.
- No se permite aluminio en electrodos enterrados.
- Para la construcción de la malla de puesta a tierra los conductores tiene que ser en cobre desnudo, ideal que el calibre mínimo a utilizar en el conductor principal de las mallas a tierra sea el 4/0 AWG.





- Las conexiones entre los conductores y varilla - conductor que conforman la malla de puesta a tierra tiene que ser con soldadura exotérmica.
- El sistema de puesta a tierra tiene que tener por lo mínimo un registro de inspección y pruebas, si es una caja dimensiones mínimas de 30 cm X 30 cm y si es circular diámetro de 30 cm con tapas removibles.
- Los electrodos de tierra tienen que ser de longitud mínima de 2,4 metros por 5/8.
- Los terminales de ojo tienen que ser para el calibre del conductor de la cola y de doble ojo.
- La distancia de separación mínima entre electrodos es mayor o igual a dos veces el largo de la varilla, porque entre mas junto estén los electrodos se tiene acople resistivo ó galvánico, por lo tanto se tiene que instalar lo mas separado posible.
- El espaciamiento entre conductores de la cuadrícula principal deben estar entre el rango 1 a 10 metros.
- No se tiene que permitir conductores embebidos en concreto.
- Las barras equipotenciales tienen que estar conectadas a la cuadrícula principal.
- Las tensiones de paso y contacto tienen que ser mayores que las tensiones de malla de puesta a tierra.
- Prohibido utilizar el suelo como retorno de corriente normal, no se permite sistemas monofilares.
- Para sistemas trifásicos de baja tensión con cargas no lineales la sección del neutro tiene que ser mayor ó igual a 173% de la carga de corriente de las cargas no lineales.
- Los problemas de neutro tierra se solucionan;
  - ✓ Aumentando el calibre del conductor de neutro
  - ✓ Acercando la carga a la fuente, el cual depende de la longitud.
  - ✓ Instalar un transformador de aislamiento cerca a la carga de relación 1;1.
- En subestaciones un solo electrodo no es adecuado por si mismo para brindar un sistema de tierra seguro. Por el contrario, cuando varios electrodos, tales como varillas, están interconectados entre ellos y a todos los neutros de los equipos, estructuras y soportes que se requiera aterrizar, el resultado es esencialmente un arreglo en forma de malla. [4]
- Un conductor continuo en forma de lazo debe rodear el perímetro de la subestación de tal forma que encierre la mayor área posible. Esta medida ayuda a evitar altas concentraciones de corriente y, por lo tanto, altas diferencias de tensión en el área de la malla y cerca de los tramos finales de los cables de la malla. [4]
- Las varillas de puesta a tierra pueden colocarse en las esquinas de la malla y en la periferia. Pueden instalarse también adyacentes a los equipos de protección como descargadores de sobretensión. [4]



- En suelos de varias capas de resistividad se pueden instalar varillas de varios metros de longitud para poder llegar a la capa de menor resistividad.<sup>[4]</sup>
- En una misma instalación no se permiten tierras independientes.

### 8.3 CONTROL DE CALIDAD EN LA EJECUCIÓN

Para unificar las mallas independientes es necesario, en algunos puntos romper placas de concreto y realizar excavaciones, por lo tanto se propone un plan de seguimiento de calidad, para el caso de la Universidad de la Costa para su implementación y ejecución en las obras, forme un grupo de interventores e ingenieros encargados ó residente, a fin de que se hagan cargo del proyecto del sistema de puesta a tierra unificado y normalizado. Inicialmente se comienza con el trazado, de acuerdo a los planos de construcción aprobados por los Interventores, donde tienen que avalar que no se tiene cruce de algún servicio, cables ó sistemas de drenaje de aguas; así mismo se hará una demarcación del terreno, utilizando conos y/o colombinas de señalización y cinta de peligro. Teniendo toda la verificación de lo anterior se procede con la excavación. Durante la ejecución se tiene que colocar vallas o avisos de peligro. En el siguiente cuadro se describe las funciones de control y seguimiento de calidad que debe tener cada persona en la ejecución del sistema de puesta a tierra en una subestación.

Actividad	Responsable	Descripción
Obra civil	Encargado Obra Civil	Es el responsable de coordinar, determinar y verificar permanentemente el cumplimiento de las medidas establecidas y necesarias en la ejecución de las excavaciones y rellenos (líneas, pendientes trazados, replanteos, control periódico de dimensiones, alturas y niveles.
Revisión y ubicación	Topógrafo	Son responsable de los trabajos de localización, replanteo y altimetría para la correcta ejecución y control de obra;
Obra eléctrica	Encargo Obra Eléctrica	Gestiona, revisa todos los trabajos de excavación, ubicación de los registros de medida de la malla, verifica los tipos y calibre de conductores de cobre desnudo, electrodos, soldaduras exotérmicas, garantiza la utilización de las herramientas para la ejecución de la malla.



HSQ	HSQ	<p>Realiza el análisis de riesgo por ocupación.</p> <p>Revisa la seguridad social de las personas a ejecutar los trabajos y del proyecto.</p> <p>Realiza capacitación y charlas de seguridad, riesgo eléctrico, convivencias, medio ambiente, salud ocupacional, sustancias químicas, manipulación de elementos corto punzantes entre otros.</p> <p>Supervisa el buen manejo de la pólvora para la soldadura.</p> <p>Realiza inspecciones periódicas para verificar los correctivos o acciones tomadas</p> <p>Infunde a los trabajadores los reglamentos internos de trabajo, programa de salud ocupacional, higiene y seguridad industrial</p>
Ejecución del proyecto		<p>Realizar el trazado del área a excavar. El trazado se realizara, de acuerdo a los planos de construcción aprobados por los interventores; así mismo, se hará una demarcación del terreno, utilizando conos, cinta de peligro vallas o avisos.</p> <p><b>Ejecución de la malla de puesta a tierra</b></p> <p>Las excavaciones se ajustaran a las líneas, pendientes trazados, replanteos, documentos, planos aprobados por los interventores.</p> <p>Se utilizaran las herramientas adecuadas como palas, barras, polines, picas y demás para que las superficies excavadas queden lisas y firmes.</p> <p>Se efectuara un control periódico por parte del ingeniero encargado, para constatar que las dimensiones de la excavación cumplan con las especificaciones del proyecto.</p> <p>Una vez finalizada la excavación estructural se deberá comunicar al interventor, y no se iniciara la extendida del cable hasta tanto el interventor haya verificado, aprobado la profundidad y el tipo de soldadura a realizar.</p> <p>Para el tendido de los cables de cobre desnudo, se ajustaran las medidas que aparecen en los planos y memoria de cálculo.</p> <p>Para la instalación de soldadura exotérmica, primeramente se procede a limpiar el cable con grata metálica en la zona en donde se va aplicar las soldaduras. Si el cable se encuentra mojado o húmedo se secara bien para garantizar la calidad de la soldadura.</p> <p>Una vez realizada la limpieza del cable se procede a instalar el molde adecuado según la necesidad de cada soldadura. Se debe tener cuidado de que el molde no se encuentre húmedo para lo cual se precalentara con un soplete y se probara la temperatura del mismo colocando una gota de agua sobre el mismo la cual deberá evaporarse de inmediato.</p>



		<p>Seguidamente se aplicara la soldadura exotérmica en cantidades y gramajes solicitados en las especificaciones del fabricante</p> <p>Se realizará el encendido de la soldadura con un chispero, hasta lograr la fundida de dicha soldadura al cable o varilla cooperweld según especificaciones del fabricante.</p> <p>Una vez realizada la soldadura exotérmica se procede a retirar el molde, habrá que dejar que se enfríe dicho molde, para ser limpiado con un cepillo de cerda delgada.</p> <p>Instalada la red de malla a tierra, La Universidad de la Costa, realizara las pruebas de resistencia correspondiente y si estas no son satisfactorias, el interventor podrá ordenar modificaciones y adiciones, es fundamental que los valores de tensiones de paso y contacto estén dentro los parámetros de soportabilidad de las personas.</p>
		<p><b>Herramientas y equipos a utilizar</b></p> <p>Estación topográfica, teluometro, conos, vallas de señalización, pinza volti-amperimetrica, cortadora de concreto y/o pulidora, herramientas para la excavación, moldes para realizar las soldaduras, materiales para la malla, elementos de protección personal, equipo de primeros auxilios, memoria de cálculo, planos de la malla puesta tierra, seguridad social del personal, directorio telefónico de hospitales, entes de socorro, panorama de riesgos, identificación de peligros y riesgos, plan de trabajo y cronograma de las actividades.</p>



## 9 CONCLUSIONES

Partiendo del hecho de la necesidad que tiene la Universidad de la Costa de contar con una malla a tierra que cumpla con las normas vigentes, con el fin de garantizar la protección de las personas y minimizar riesgos de posibles accidentes fatales, se realizó un diseño del sistema de puesta a tierra para toda la instalación.

Para llevar a cabo este proyecto se necesito remitirnos a las normas actuales vigentes como es el caso del RETIE y la IEEE Std.80-2000 y la bibliografía pertinente para el diseño de la malla.

Además de lo anterior fue necesario hacer recorridos, e inspecciones en las locaciones de la institución lo que nos permitió identificar el tipo de carga y la potencia instalada actualmente en la universidad de la costa ya que esta ha tenido cambios con el fin de expandir la institución tanto en demanda eléctrica como físicamente. Lo ideal es realizar la malla de puesta a tierra en el sitio propuesto y construir una sola subestación eléctrica unificada con los MVA necesarios para suplir la carga de todos los bloques de la Universidad de la Costa, la propuesta de la construcción de la malla de puesta a tierra es para garantizar la equipotencialidad del sistema y controlar las tensiones peligrosas para las personas y equipos.

De igual forma cabe resaltar y argumentar los siguientes puntos:

- Se escogió como ubicación de la malla las instalaciones nuevas de la Universidad de la Costa más específicamente al lado del laboratorio de fuentes renovables. Se tomo esta decisión por ser un lugar poco transitable que no afecta la construcción actual. Además de la composición del suelo (arena removida arcillosa) con una resistividad medida del terreno de  $112,28 \Omega m$ .



- Las tensiones de paso y contacto tolerables para el cuerpo humano nos dieron como resultado:  $E_{p70kg} = 3025 \text{ V}$  y tensión de contacto  $E_{C70kg}=923 \text{ V}$ . Así mismo calculamos de acuerdo al diseño preliminar las tensiones de paso y contacto esperadas  $E_s= 98,34 \text{ V}$ , la cual es menor que la tensión de paso tolerable  $E_{p70kg}= 3025 \text{ V}$  y la tensión de retícula  $E_M= 75,25 \text{ V}$ , la cual es menor que la tensión de contacto tolerable  $923 \text{ V}$ . Estos resultados nos muestran que están dentro del umbral de soportabilidad para el cuerpo humano y que el diseño es conforme.
- Se realizó un plano de la disposición física de la propuesta de la ubicación de la malla y la posible ruta para interconectar los sistemas de puesta a tierra de las subestaciones de los bloques antiguos y nuevos de la Universidad de la Costa. En éste se determinan las especificaciones de los barrajes equipotenciales y los metros de cableado necesario para equipotencializar las instalaciones desde los tableros de distribución de cada bloque.
- Se diseñó una herramienta para realizar un cálculo certero de un buen sistema de puesta a tierra para subestaciones de  $13,8 \text{ kV}$ , aplicable al sistema eléctrico e instalación de la Universidad de la Costa, también es útil a subestaciones de  $34,5 \text{ kV}$  para predios comerciales, industriales y conjuntos residenciales entre otros.
- Por último se recomienda ceñirse a las observaciones reportadas en este documento.



## BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Agulleiro. Ignacio. Abstract-Técnicas modernas para la medición de sistemas de puesta a tierra en zonas urbanas. Colombia: 10, Noviembre, 2004.
- [2] ASTM G162 Standard Practice for Conducting and Evaluating Laboratory Corrosions Tests in Soils.
- [3] ASTM G 162 99 "Standard Practice for Conducting and Evaluating Laboratory Corrosions Tests in Soils".
- [4] ASTM G5795a "Standard Test Method for Field measurement of Soil Resistivity Using the Wenner Four Electrode Method".
- [5] ANSI/IEEE C62.92-1987 IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems Part I-Introduction.
- [6] Casas Ospina. Favio; Tierras Soporte de la seguridad eléctrica. Bogotá: Icontec, 2005.
- [7] Granero. Juan. Publicación Técnica-009 Schneider Electric-009. Medidas y vigilancia de las instalaciones de puesta a tierra. Barcelona: Mayo, 2001.
- [8] Gutiérrez. Germán. Instructivo de diagnóstico de sistemas de puesta a tierra y apantallamiento-IT-IEE-003.05. Colombia: APPLUS NORCONTROL. 4, Octubre, 2007.
- [9] IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Std80-2000. Guide for safety in AC substation grounding. IEEE.SA. Standards Board: 30, Junio, 2000.
- [10] IEEE Std 81-1983 "Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System".
- [11] IEEE Std 142 "Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems".
- [12] IEEE Std 367 "Recommended Practice for Determining the Electric Power Station Ground Potential Rise and Induced Voltage From a Power Fault".
- [13] IEEE Std 1100-2000 "Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment".
- [14] IEEE Std C62.92.4 "Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems, Part IV—Distribution".
- [15] IEEE Std C62.92.1 "Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems Part I: Introduction."
- [16] IEEE 1048 IEEE Guide for Protective Grounding of Power Lines.



- [17]** IEEE 524A IEEE Guide to Grounding During the Installation of Overhead Transmission Line Conductors.
- [18]** Martínez Requena. Juan; Toledano Gasca. José. Puesta a tierra en edificios y en instalaciones eléctricas. Madrid: Paraninfo, 1997.
- [19]** Norma técnica medida de resistencia de puesta a tierra RA6-015, Empresas publica de Medellín.
- [20]** Norma Técnica Colombiana NTC 2050; Código Eléctrico Colombiano; Bogotá: Icontec 1998.
- [21]** Procobre, Curso de instalación de puesta a tierra. Lima - Perú
- [22]** Ramírez. Carlos Felipe; Subestaciones de alta y extra alta tensión. Medellín: 2003
- [23]** Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Resolución 18 1294 del 6 Agosto, 2008.
- [24]** Suarez Fernández. Luis; Estudio de los sistemas de puesta a tierra y protección contra descargas de la cervecería polar. Caracas: Marzo, 2007.





## ANEXOS



## **ANEXO No. 1**

### **Formato medidas de Equipotencialidad**



Anexo No. 1

## MEDIDAS DE EQUIPOTENCIALIDAD.

Instalación:

Subestación 13,8 kV UNCOSTA

Los valores de la sección del conductor de puesta a tierra deben ser evaluados de acuerdo con el RETIE Capítulo II, Artículo 15, Sección 3.2

"Conductor de puesta a tierra", que se describe en la siguiente fórmula:

Donde:

Tiempo de disparo de la protección

0,50

s

Intensidad corriente de falla a tierra.

10,000

kA

$$A_{\text{mm}^2} = \frac{IK_f \sqrt{t_c}}{1,9737}$$

Equipo de Medida:		Serial		Fecha de la última calibración	
Micro Ohmmetro AEMC 5600		166608DKDV		14-ene-09	
Referencia:				Cobre	
Cuba transformador lado alta				0,0168	
Punto (E)	Lugar de Medida	R (mOhmios)	L Estimada	Resultado	Observaciones
Piso de válvulas					
1	Celda medidas	122,00	2,00	Punto Defectuoso	
2	celda seccionador transformador 05851	35,00	1,00	Punto Defectuoso	
3	celda transformador 05851	0,36	1,00	Aceptable	
4	cuba del transformador "referencia"	0,46	1,00	Aceptable	
5	celda interruptores de baja tensión	sin tierra	1,50	Punto Defectuoso	
6	celda seccionador transformador 05850	12,20	2,00	Punto Defectuoso	
7	celda transformador 05850	4,60	3,00	Punto Defectuoso	Presenta conductor con sección transversal inadecuada.
8	cuba del transformador 05058	no se pudo tener acceso	3,00	Punto Defectuoso	
9	reja protectora de la subestacion	no esta aterrizado	4,00	Punto Defectuoso	Presenta desconexion del sistema de puesta a tierra.
10	tablero de breaker	1,60	3,50	Punto Defectuoso	

Nota: Las pruebas realizadas fueron a la subestación de 13,8 kV donde se encuentran dos (2) transformadores trifásicos, con centro de transformación No.

01193. Uno (1) de 800 kVA, 13800/220-127 V, NT: 05850, da suplencia a los bloques de la C.U.C y otro de 300 kVA, 13800/220-127 V, NT:05851

## ANEXO No. 2 Formato medidas de resistencia de puesta a tierra



**Anexo No. 2**  
**MEDIDAS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA**

**Instalación:**  
**Subestación UNICOSTA**

**ESPECIFICACIONES:**

La medición de la resistencia de puesta a tierra (**Rg**), se realizó haciendo circular una corriente de inyección (**I1**) por la malla auxiliar y una corriente (**I2**) por la malla a medir o de la subestación; El valor (**I**) mostrado es el promedio de estas corrientes

El punto de potencial "cero" se buscó alejándose de la subestación, siendo localizado a una distancia de aproximadamente 150 m, donde la diferencia de potencial permanece prácticamente estable.

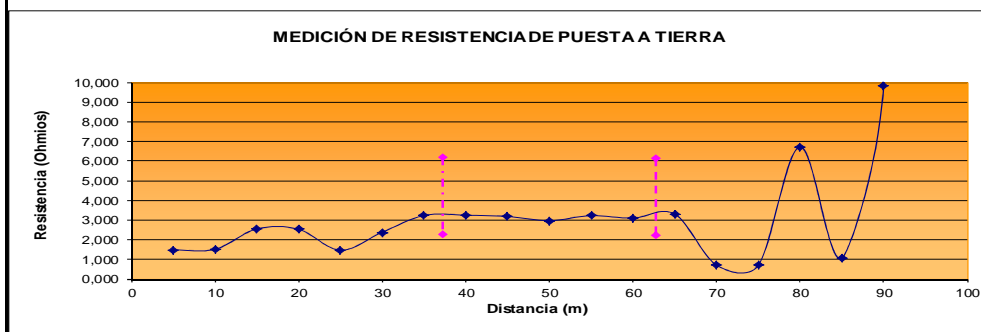
Los valores obtenidos se relacionan en la tabla siguiente:

Equipos de Medidas:			Serial		Fecha de la última calibración	
Equipo de Inyección de 10 kVA			IGT 011		N/A	
Multímetro digital Fluke 110			92150408		26 de septiembre de 2008	
Pinza Voltiamperimétrica FLUKE 333			88108063		4 de marzo de 2009	
Sentido de Medición:			A 0º de la malla auxiliar			
Denominación:			Malla auxiliar de la subestación Eléctrica - Galeras.			
i (A)	Distancia	V <sub>0</sub>	V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	V(v)	Rg(Ω )
5,46	5	0,290	7,140	8,970	8,102	1,4838
5,24	10	0,270	8,050	7,780	7,912	1,5098
5,38	15	0,140	14,180	13,240	13,717	2,5497
5,75	20	0,480	12,500	16,380	14,562	2,5325
5,34	25	0,290	8,460	7,140	7,822	1,4649
5,21	30	0,560	11,640	13,100	12,379	2,3760
5,86	35	0,800	19,670	18,240	18,952	3,2341
5,53	40	0,340	17,580	18,300	17,940	3,2442
5,27	45	0,310	17,100	16,480	16,790	3,1860
5,67	50	0,230	17,150	16,500	16,827	2,9676
5,34	55	0,540	17,600	16,820	17,206	3,2221
5,65	60	0,710	18,300	16,720	17,513	3,0997
5,35	65	0,780	18,150	17,220	17,674	3,3035
5,67	70	0,700	18,350	17,500	17,916	0,7060
5,74	75	0,400	21,320	21,400	21,356	0,7060
5,63	80	1,000	40,320	35,280	37,871	6,7266
5,49	85	0,840	44,510	41,630	5,780	1,0528
5,45	90	1,040	56,380	50,320	53,426	9,8029
5,69	95	1,200	320,000	322,000	320,999	56,4146

**RESISTENCIA OBTENIDA** **Rg = 1,5718 Ω** **Aceptable**

V0:	Valor de la medida sin inyección
V1/V2:	Valor de las medidas a 0 y 180°
V:	Valor calculado resultante de la medida

$$V = \sqrt{\frac{V_1^2 + V_2^2}{2}} - V_0^2$$



Del gráfico N° 1 se observa que la curva de valores de resistencia se mantiene estable, en lo que se denomina el valle de medida, en el cual se ubicará el valor de la resistencia de puesta a tierra de la malla medida.



## ANEXO No. 3

### Formato medidas de tensiones paso, contacto y transferidas

**Anexo No, 3**

**MEDIDAS DE LAS TENSIONES DE Tp, Tc y Ud**

**Instalación:** Tensión de paso 116,70 V  
Tensión de contacto 116,17 V

**Subestación UNICOSTA**

Tiempo de disparo de la protección 1,00 s  
 Intensidad corriente de falla a tierra 3,00 kA  
 Intensidad de inyección 5,00 A

V0: Valor de la medida sin inyección  
 V1/V2: Valor de las medidas a 0 y 180°  
 V: Valor calculado resultante de la medida  
 Vmax: Valor de la medida extrapolado a Intensidad de falla

Tp / Tc / Ud: Tensiones de Paso, Contacto y Diferencia de Potencial

Equipos de Medidas:	Serial	Fecha de la última calibración
Equipo de Inyección de 10 kVA	0155	N/A
Multímetro FLUKE 110	92150408	26 de septiembre de 2008
Pinza Voltiamperimétrica FLUKE 333	88108063	4 de marzo de 2009

**VALORES OBTENIDOS**

Punto (°)	Lugar de medida	Tp/Tc/Ud	V0 (mV)	V1 (mV)	V2 (mV)	V (mV)	Vmax (V)	Resultado
1	celda medidores	Tc	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	aceptable
2	celda seccionador trafo	Tc	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	aceptable
	2 Vs 1	Ud	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	aceptable
3	celda del transformador 05851 TC	Tp	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	aceptable
	3 Vs 1	Ud	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	aceptable
4	cuba del transformador	Tc	3,00	3,00	3,00	0,00	0,00	aceptable
5	cuba del transformador	Tp	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	aceptable
6	celda del transformador	Tc	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	aceptable
	6 Vs 5	Ud	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	aceptable
7	cuba del transformador	Tc	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	aceptable
8	cuba del transformador	Tp	1,00	1,00	3,00	2,00	1,20	aceptable
9	mallá de proteccion	Tc	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	aceptable
9	9 Vs 8	Ud	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	aceptable



## ANEXO No. 4

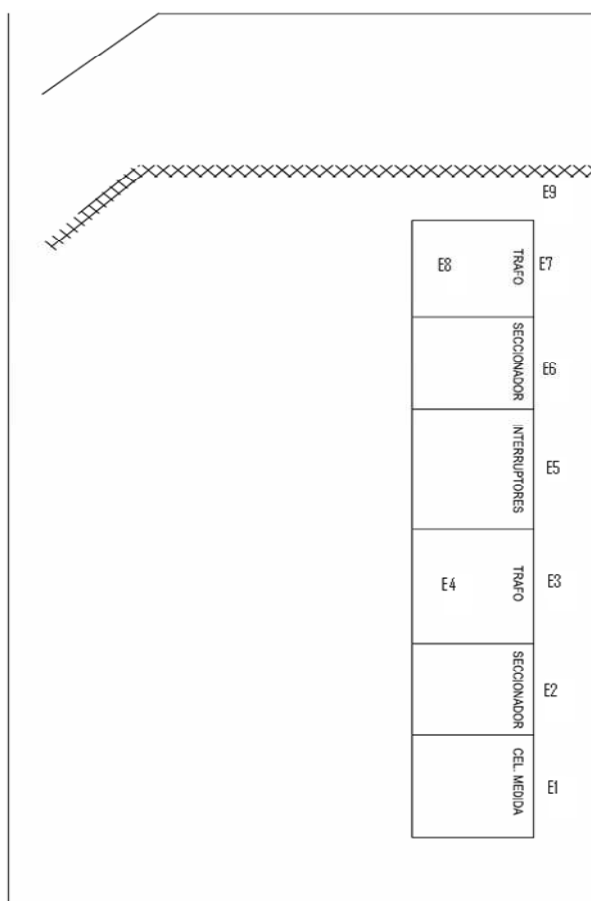
### Formato ubicación puntos de medidos

Anexo No. 4  
UBICACIÓN PUNTOS DE TPC, EQUIPOTENCIALIDAD, ILUMINACIÓN (CROQUIS)

Instalación:  
Subestación UNICOSTA

Ei: Equipotencialidad

Ti: Tensiones peligrosas



## ANEXO No. 5

### Registro fotográfico y no conformidades

Anexo No. 5  
RELACIÓN DE ANOMALÍAS Y OBSERVACIONES.

Instalación:  
Subestación UNICOSTA

Punto T	Ubicación	Anomalías, no conformidades y observaciones	Fotos
N/A	Celda de transformador 300 kVA	La puerta del gabinete no cumple distancia de seguridad, no tiene un seguro que evite el contacto con los busin de 13,8 kV, las puertas no cierra en su totalidad es amarrada un pedazo de alambre, situación de alto riesgo para el personal de mantenimiento	1



Punto T	Ubicación	Anomalías, no conformidades y observaciones	Fotos
N/A	Celda transformador 800 kVA	Transformador de aceite sin base, sin foso colector, en gabinete metálico pequeño no conforme, los radiadores del transformador quedan a fuera y las puertas delanteras al abrir y cerrar son inseguras falta instalar bisagras y que no sean desmontable para minimizar el riesgo al personal de mantenimiento.	2



Conductor de tierra tiene que ser de 4/0 ó 2/0, conectado directamente a la malla principal





## ANEXO No. 6

### Formato punto conexión y corriente corto circuito del operador de la red

DIAGRAMA PUNTO DE CONEXIÓN							
DATOS DE LA SOLICITUD		DATOS PUNTO DE CONEXIÓN APROBADO		DATOS CORTO CIRCUITO			
				Trifásico		Monofásico	
Expediente :		Subestación:	OASIS				
Nombre Proyecto:		Circuito:	SANTA ANA (ATLANTICO)	ScC (MVA)	117,460	ScC (MVA)	32,743
Sector :		Nivel de Tensión:	13.8 KV	Icc (kA)	7,420	Icc (kA)	4,110
Carga actual :	1600 KVA	Carga aprobada:		R (Ohm)	0,320	R0 (Ohm)	0,666
Carga Solicitada:		Fecha de aprobación :		X (Ohm)	1,140	X0 (Ohm)	3,991
CRONOGRAMA DE ENTRADA DE LA CARGA				NOTAS PARA LA CONEXIÓN			
DIAGRAMA DE UBICACIÓN							
				OBSERVACIONES			
				INSTALACIÓN:			
				REUBICACIÓN:			
				DESMONTE:			
				OTROS:			
				RECOMENDAMOS QUE EL PROYECTO REQUIERE TRAMITAR LOS SIGUIENTES PERM			
				AMBIENTALES <input type="checkbox"/> USO DE RED PARTICULAR <input type="checkbox"/>			
				DE PASO <input type="checkbox"/> OTROS <input type="checkbox"/>			
				SERVIDUMBRE <input type="checkbox"/> ÍNDIQUE CUAL <input type="checkbox"/>			
				ESPECIAL DEL MINISTERIO TRANSPORTE (LEY 1228) <input type="checkbox"/>			
				Valor estimado pérdida de mercado 5			
DEBE CUMPLIR CON LAS NORMAS ECA/DEBE PRESENTAR CERTIFICADO RETE				REVISADO POR:			

## ANEXO No. 7

### Características técnicas de los materiales

Los materiales especificados cumplen RETIE y están normalizados, se tomo como referencia los suministrados por la empresa soldexel.

#### VARILLA DE COBRE - COBRE PARA PUESTA A TIERRA



- Varillas cobre - cobre
- Varillas electrolíticas

##### Aplicación:

La varilla de cobre posee una excelente dureza, conductividad eléctrica y resistencia a la tracción durante su uso.

Al ser enterradas adecuadamente garantiza la protección de la vida humana, de equipos, instalaciones eléctricas, permitiendo en su instalación disipar la energía proveniente de descargas eléctricas y atmosféricas.

##### Referencias

- S-VCU58240: de diámetro 5/8" x 2.40mts. largo
- S-VCU34240: de diámetro 3/4" x 2.40mts. largo

CONSTRUIDAS DE ACUERDO A LOS ESTANDARES  
RETIE (Reglamento Técnico para Instalaciones Eléctricas)

#### PARARRAYOS TIPO FRANKLIN:



##### Aplicación:

El pararrayos tetrapolar (4 puntas) con base mástil. Es elaborado en bronce estañado con barras de 1/2" para la punta central y las tres restantes de 3/8", ubicados en ángulo de 45° con respecto a la central y repartidas cada 120°, en base hexagonal de 1 1/4" de diámetro.

El diámetro de rosca es para tubería de 3/4".

##### Referencia

- S-PTF100

CONSTRUIDAS DE ACUERDO A LOS ESTANDARES  
RETIE (Reglamento Técnico para Instalaciones Eléctricas)



## TERMINALES DE COMPRESIÓN EN COBRE ESTAÑADO DOBLE OJO



Material:  
Cobre estañado  
Agujeros:  
Dos

### Aplicación:

El terminal de compresión, está diseñado para aplicaciones de sistemas de puesta a tierra. Cada elemento conductor tiene una inspección para asegurar que los agujeros sean adecuados para el rango de cable a usar.

### CONSTRUIDAS DE ACUERDO A LOS ESTANDARES

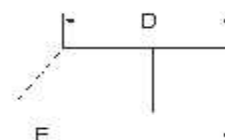
RETIE (Reglamento Técnico para Instalaciones Elécticas)

NTC2244 Conectores para uso entre conectores aéreos desnudos de aluminio a aluminio o aluminio a cobre

REFERENCIA	CALIBRE AWG	CAPACIDAD DE CORRIENTE- A	DIMENSIONES (mm)					
			A	B	C	D	E	F
S-TPN62H	6	50	11.0	8.75	19.50	21.45	64.0	1/4
S-TPN42H	4	70	12.30	10.5	16.5	28.58	70.0	1/4
S-TPN22H	2	90	15.55	13.5	24.8	20.65	80.2	5/16
S-TPN1/02H	1/0	125	18.3	15.9	44.45	33.92	118.2	3/8
S-TP2/02H	2/0	140	20.20	15.4	44.45	33.5	129.6	3/8
S-TP3/02H	3/0	160	23.15	15.9	44.45	37.65	128.6	1/2
S-TP4/02H	4/0	225	25.85	15.9	44.45	41.28	133.6	1/2
S-TP2502H	250	250	28.20	13.0	44.45	44.9	135.5	1/2
S-TP3002H	300	275	31.65	14.0	44.45	44.90	138.0	1/2
S-TP3502H	350	300	32.9	15.9	44.45	49.5	150.3	1/2
S-TP4002H	400	350	34.2	15.9	44.45	38.7	136.6	1/2
S-TP5002H	500	400	39.0	15.9	44.45	51.3	146.3	1/2
S-TP7502H	750	525	43.90	15.9	44.45	71.80	180.0	1/2
S-TP10002H	1000	650	61.35	21.0	44.45	69.40	182.0	1/2



VISTA SUPERIOR



VISTA LATERAL

## BASE VERTICAL

### Aplicación:

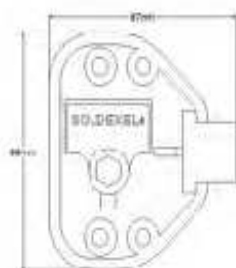
La base vertical ó de pretil se usa para la instalación y soporte de puntas captadoras en los costados de pretil en sistemas de apantallamiento actuando como pararrayos.

- La punta captadora será en cobre macizo de 5/8" con terminado estañado.
- Acondicionado con un conector de aprisionamiento mecánico para el empalme del sistema con la malla a tierra.

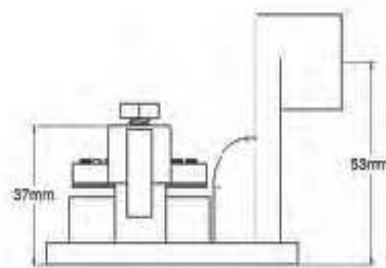
Material:  
Fundición de  
cobre al 99%

### Referencia

- S-GBPCV



VISTA SUPERIOR

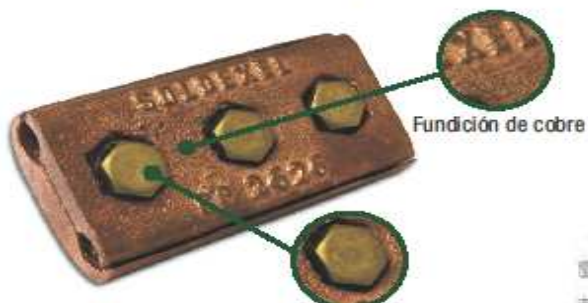


VISTA LATERAL

## CONECTOR CP

### Aplicación:

Conector mecánico apto para aterrizaje de platinas y estructuras. Sujeción de dos cables.



- Cuerpo: Doble.
- Sujeción: Tres tornillos.

Tomillería en bronce latón



VISTA LATERAL



VISTA SUPERIOR

RANGO CABLES	REFERENCIA
4 - 30 AWG	S-CP 2626
20 - 250 AWG	S-CP 2929
300 MCM - 500 MCM	S-CP 3434

CONSTRUIDAS DE ACUERDO A LOS ESTANDARES

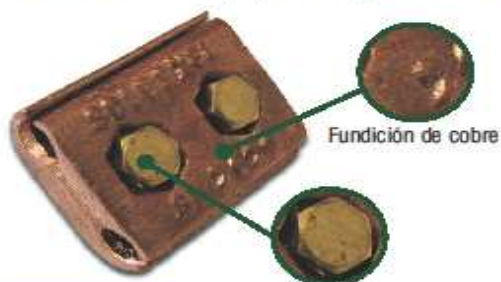
RETE (Reglamento Técnico para Instalaciones Eléctricas)

Material:  
Fundición de  
cobre al 99%

## CONECTOR GL

### Aplicación:

Conector mecánico apto para aterrizaje de dos cables paralelos contra platinas o estructuras.

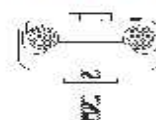


- Cuerpo: Doble.
- Sujeción: Dos tornillos.

Tomillería en bronce latón



VISTA SUPERIOR



VISTA LATERAL

RANGO CABLES	REFERENCIA
4 - 30 AWG	S-GL 2626
20 - 250 AWG	S-GL 2929
300 MCM - 500 MCM	S-GL 3434

CONSTRUIDAS DE ACUERDO A LOS ESTANDARES

RETE (Reglamento Técnico para Instalaciones Eléctricas)



## EMPALME TUBULAR



**Material:**  
Cobre estañado

### Aplicación:

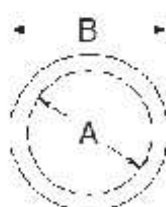
El terminal tubular de compresión, apto para empalme de cables. Su utilidad es garantizar la continuidad de dos cables empalmados punta a punta. Su longitud esta calculada para hacer dos ponchadas y mejorar la compresión del cable.

CONSTRUIDAS DE ACUERDO A LOS ESTANDARES

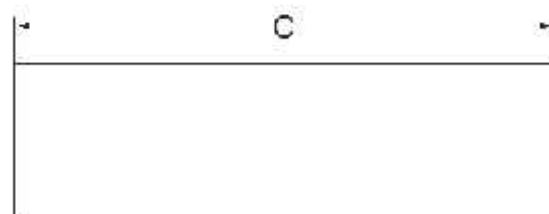
RETE (Reglamento Técnico para Instalaciones Eléctricas)

NTC2244 Conexiones para uso entre conexiones aéreas diseñados de aluminio a aluminio o aluminio a cobre

REFERENCIA	CALIBRE AWG	DIMENSIONES (mm)		
		A	B	C
S-ETN8	8	4.8	6.45	36
S-ETN6	6	5.6	7.40	38
S-ETN4	4	6.6	8.6	40
S-ETN2	2	7.75	10.7	45
S-ETN1/0	1/0	10.0	13.10	61
S-ETN2/0	2/0	11.10	14.75	64
S-ETN3/0	3/0	12.7	15.50	67
S-ETN4/0	4/0	14.25	17.95	68
S-ETN250	250	15.2	19.1	72
S-ETN300	300	17.70	21.5	75
S-ETN350	350	18.25	22.1	72
S-ETN400	400	19.5	23.5	100
S-ETN500	500	20.70	27.30	100
S-ETN750	750	25.8	31.7	118
S-ETN1000	1000	33.35	42.10	140



VISTA SUPERIOR

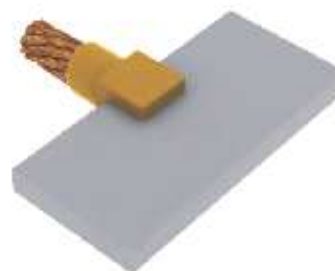


VISTA LATERAL

## MOLDES CABLE A BARRAJE

Derivación de cable horizontal a barraje plano horizontal.

MOLDES CABLE A BARRAJE			
CABLE TERMINAL A 90°			
BARRAJE	CABLE	REFERENCIA	CARGA
1/4" X 1 1/2"	1/0	S-MGCP1651	90
1/4" X 1 1/2"	2/0	S-MGCP1652	90
1/4" X 1 1/2"	3/0	S-MGCP1653	90
1/4" X 1 1/2"	4/0	S-MGCP1654	90
1/4" X 1 1/2"	250MCM	S-MGCP1655	115
1/4" X 1 1/2"	300MCM	S-MGCP1656	115
1/4" X 1 1/2"	350MCM	S-MGCP1657	150
1/4" X 1 1/2"	500MCM	S-MGCP1659	200
3/8" x 1 1/2"	1/0	S-MGCP1660	90
3/8" x 1 1/2"	2/0	S-MGCP1661	90
3/8" x 1 1/2"	3/0	S-MGCP1662	115
3/8" x 1 1/2"	4/0	S-MGCP1663	115
3/8" x 1 1/2"	250MCM	S-MGCP1664	150
3/8" x 1 1/2"	300MCM	S-MGCP1665	150
3/8" x 1 1/2"	350MCM	S-MGCP1666	200
3/8" x 1 1/2"	500MCM	S-MGCP1668	250
3/8" x 1 1/2"	750MCM	S-MGCP1669	2-150
3/8" x 1 1/2"	1000MCM	S-MGCP1670	2-200
1/2" x 1 1/2"	1/0	S-MGCP1671	115
1/2" x 1 1/2"	2/0	S-MGCP1672	115
1/2" x 1 1/2"	3/0	S-MGCP1673	150
1/2" x 1 1/2"	4/0	S-MGCP1674	150
1/2" x 1 1/2"	250MCM	S-MGCP1675	200
1/2" x 1 1/2"	300MCM	S-MGCP1676	200
1/2" x 1 1/2"	350MCM	S-MGCP1677	250
1/2" x 1 1/2"	400MCM	S-MGCP1678	2-150
1/2" x 1 1/2"	500MCM	S-MGCP1679	2-150
1/2" x 1 1/2"	750MCM	S-MGCP1680	2-200
1/2" x 1 1/2"	1000MCM	S-MGCP1681	500



## MOLDES CABLE A VARILLA

Empalme de un conductor de cobre a varilla copperweld.

MOLDES CABLE A VARILLA			
CABLE TERMINAL AL EXTREMO DE VARILLA			
VARILLA	CABLE	REFERENCIA	CARGA
1/2"	2	S-MGLCV495	65
	1	S-MGLCV496	65
	1/0	S-MGLCV497	90
	2/0	S-MGLCV498	90
	3/0	S-MGLCV499	90
	4/0	S-MGLCV500	90
	250 MCM	S-MGLCV501	90
	300 MCM	S-MGLCV502	90
5/8"	6	S-MGLCV8414	32
	4	S-MGLCV8415	32
	2	S-MGLCV503	65
	1	S-MGLCV504	65
	1/0	S-MGLCV505	90
	2/0	S-MGLCV506	90
	3/0	S-MGLCV507	90
	4/0	S-MGLCV508	90
	250 MCM	S-MGLCV509	90
	300 MCM	S-MGLCV510	115
3/4"	350 MCM	S-MGLCV511	115
	500 MCM	S-MGLCV513	150
	1	S-MGLCV514	90
	1/0	S-MGLCV515	90
	2/0	S-MGLCV516	90
	3/0	S-MGLCV517	90
	4/0	S-MGLCV518	90
	250 MCM	S-MGLCV519	90
	300 MCM	S-MGLCV520	115
	350 MCM	S-MGLCV521	115
1"	500 MCM	S-MGLCV523	150
	750 MCM	S-MGLCV524	250
	1/0	S-MGLCV525	150
	2/0	S-MGLCV526	150
	3/0	S-MGLCV527	150
	4/0	S-MGLCV528	150
	250 MCM	S-MGLCV529	150
	300 MCM	S-MGLCV530	200
	350 MCM	S-MGLCV531	200
	500 MCM	S-MGLCV533	200
1"	750 MCM	S-MGLCV534	250
	1000 MCM	S-MGLCV535	2-150





## MOLDES CABLE A VARILLA

Empalme de un conductor de cobre a varilla copperweld.

MOLDES CABLE A VARILLA			
CABLE TERMINAL AL EXTREMO DE VARILLA			
VARILLA	CABLE	REFERENCIA	CARGA
1/2"	2	S-MGLCV495	65
	1	S-MGLCV496	65
	1/0	S-MGLCV497	90
	2/0	S-MGLCV498	90
	3/0	S-MGLCV499	90
	4/0	S-MGLCV500	90
	250 MCM	S-MGLCV501	90
	300 MCM	S-MGLCV502	90
5/8"	6	S-MGLCV8414	32
	4	S-MGLCV8415	32
	2	S-MGLCV503	65
	1	S-MGLCV504	65
	1/0	S-MGLCV505	90
	2/0	S-MGLCV506	90
	3/0	S-MGLCV507	90
	4/0	S-MGLCV508	90
	250 MCM	S-MGLCV509	90
	300 MCM	S-MGLCV510	115
	350 MCM	S-MGLCV511	115
	500 MCM	S-MGLCV513	150
3/4"	1	S-MGLCV514	90
	1/0	S-MGLCV515	90
	2/0	S-MGLCV516	90
	3/0	S-MGLCV517	90
	4/0	S-MGLCV518	90
	250 MCM	S-MGLCV519	90
	300 MCM	S-MGLCV520	115
	350 MCM	S-MGLCV521	115
	500 MCM	S-MGLCV523	150
1"	750 MCM	S-MGLCV524	250
	1/0	S-MGLCV525	150
	2/0	S-MGLCV526	150
	3/0	S-MGLCV527	150
	4/0	S-MGLCV528	150
	250 MCM	S-MGLCV529	150
	300 MCM	S-MGLCV530	200
	350 MCM	S-MGLCV531	200
	500 MCM	S-MGLCV533	200
	750 MCM	S-MGLCV534	250
	1000 MCM	S-MGLCV535	2-150



## MOLDES VARILLA A VARILLA

Empalme vertical u horizontal de dos secciones de varilla copperweld.

MOLDES VARILLA A VARILLA		
EMPALME VERTICAL		
CABLE	REFERENCIA	CARGA
1/2"	S-MGV/V581	250
5/8"	S-MGV/V582	2-150
3/4"	S-MGV/V583	2-200
1"	S-MGV/V584	3-250



MOLDES VARILLA A VARILLA		
EMPALME HORIZONTAL		
CABLE	REFERENCIA	CARGA
1/2"	S-MGV/V581H	250
5/8"	S-MGV/V582H	2-150
3/4"	S-MGV/V583H	2-200
1"	S-MGV/V584H	3-250





## SOLDADURA ALUMINOTERMICA

### Aplicación:

Esta soldadura se emplea para asegurar buenas y permanentes conexiones produciendo unión molecular la cual no se suelta. Puede soportar igual o mayor voltaje y corriente con los conductores soldados.



### MOLDE

El molde esta hecho en grafito, creado especialmente para la conexión que se va a realizar y para el tamaño apropiado de los conductores. Se encuentran variedad de tipos de uniones; tales como cable a cable, cable varilla, hasta unión de cable a estructura de acero.

Cada molde tiene una vida útil aproximada de 50 uniones iguales dependiendo del buen uso y manejo del molde.

## SOLDADURA

La soldadura es un compuesto de óxido de cobre y aluminio el cual en una reacción exotérmica permite la fundición y empalme de elementos de cobre y acero. Se encuentra envasado en un cartucho plástico desde 15 hasta 250 gms.

La soldadura tiene el compuesto iniciante por separado en un tarro color rojo y se complementa con un disco retenedor en lámina.



GRS	REFERENCIA
15	I-S015G
25	I-S025G
32	I-S032G
45	I-S045G
66	I-S066G
90	I-S090G
115	I-S115G
150	I-S150G
200	I-S200G
250	I-S250G

## OTROS ACCESORIOS :



**PINZA UNIVERSAL PARA MOLDES**

REF:I-SP106



**CHISPERO TIPO PISTOLA**

REF:I-SCHTP



**GRATA PARA LIMPIEZA DE CABLES**

REF:S-E4749



**RESLO  
TRATAMIENTO DE TIERRA**

REF:I-RESLO

## ANEXO No. 8

### Buenas prácticas de conectar los equipos al sistema de puesta a tierra

